

Publizierbarer Endbericht

Gilt für Machbarkeitsstudien im Rahmen des Programmes
Solarthermie – solare Großanlagen

A) Projektdaten

Allgemeines zum Projekt	
Projekttitle:	Solargestütztes Anergienetz Areal Linz Textil Reutte
Programm inkl. Jahr:	Solarthermie - Solare Großanlagen 2021
Dauer:	03.02.2021 – 18.03.2022
Kontaktperson Name:	Fa. Simona Alexe greeniXcloud - ZERO EMISSION BUILDING DESIGN
Kontaktperson Adresse:	Heinz Peter Stoessel – Fa. Simona Alexe greeniXcloud-Zero Emission Building Design Am Anger 6, A 6100 Mösern-Seefeld
Kontaktperson Telefon:	+43 664 5367469
Kontaktperson E-Mail:	hps@greenixcloud.cc
Projekt- und KooperationspartnerIn (inkl. Bundesland):	AEE INTEC Arealeigentümer Gemeinde Reutte Wilder Kaiser Golfhotel Errichtungsgesellschaft mbH
Schlagwörter:	Solarthermie, Anergienetz, Erdspeicher, Fundamentspeicher
Auftragssumme:	97.500 €
Klimafonds-Nr:	C237287
Erstellt am:	28.4.2023

Inhaltsverzeichnis

A) Projektdaten	1
B) Projektübersicht	3
1 Kurzfassung.....	3
2 Hintergrund und Zielsetzung	4
3 Projektinhalt und Ergebnis(se).....	6
3.1 Charakterisierung des Entwicklungsgebiets und neues Energiesystem	6
3.2 Simulationstechnische Abbildung.....	8
3.3 Variante 1 „Hybridkollektoren mit Anergienetz“	12
3.3.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept	12
3.3.1.1 Ergebnisse der detaillierten Anergienetz-Simulation in DYMOLA	15
3.3.2 Ökonomische Betrachtung	16
3.4 Variante 2 „Solarthermiekollektoren mit Anergienetz plus PV-Anlage“	22
3.4.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept	22
3.4.1.1 Ergebnisse der detaillierten Anergienetz-Simulation in DYMOLA	25
3.4.2 Ökonomische Betrachtung	27
3.4.3 Rahmenbedingungen.....	28
4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen	28
C) Projektdetails.....	29
5 Arbeits- und Zeitplan	29
6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten	31

B) Projektübersicht

1 Kurzfassung

(max. 2 Seiten, Sprache Deutsch)

Kurze Darstellung des Projekts, Zusammenfassung der wesentlichen Projektergebnisse qualitativ und quantitativ

In Reutte (Tirol) soll im Rahmen einer Standortentwicklung ein neues Siedlung-/Gewerbe-/Industriegebiet erschlossen werden. Es handelt sich dabei um ein 120.000 m² großes Areal am Ostufer des Lechs. Ziel bei der Umsetzung ist es, unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und Anforderungen, das entstehende Quartier mit einem größtmöglichen Anteil an erneuerbaren Energien intelligent zu versorgen.

Das betrachtete Areal befindet sich südwestlich des Reutter Ortszentrums auf einem ehemaligen Produktionsgelände. Bodenbefundungen auf dem Areal haben ergeben, dass es sich auf einem Gipskarstgebiet befindet. Dies stellt besondere Ansprüche an die Ableitung von Oberflächen- und Dachwässern, welche nur mit größerem Aufwand möglich wäre. Außerdem ist die energetische Nutzung von Grundwasser zur Versorgung von Heizen und Kühlen damit bereits auszuschließen. Auf dem zu entwickelnden Gelände befindet sich bereits ein unterirdischer Entwässerungskanal („Schlossereikanal“), welcher als Hochwasserschutzmaßnahme für die Sintwagritsche errichtet wurde. Dieser Kanal soll in Zukunft dazu genutzt werden, auch die Dach- und Oberflächenwässer aus dem Entwicklungsgebiet aufzunehmen und abzuleiten.

Als grundlegendes Energieversorgungskonzept werden alle Gebäude mit Fundamentspeichern ausgerüstet, welche als Wärmequelle für die Wärmepumpen dienen, welche Wärme für Heizung und Warmwasser bereitstellen. Des Weiteren werden alle Gebäude an das Anergienetz – bestehend aus dem zu einem Ring erweiterten Bestandsentwässerungskanal – angeschlossen, welches als weitere Wärmequelle für alle Wärmepumpen dient. Für die thermische Regeneration der Quellspeicher wurden als zwei unterschiedliche Kollektortechnologien klassische Flachkollektoren sowie PVT-Kollektoren betrachtet. Neben der thermischen Ausgeglichenheit der Quellen wurden die Energieerzeugungssysteme so dimensioniert, dass eine weitgehende Abdeckung des Stroms für die Wärmepumpen sowie die e-Mobilität am Standort (Monatsbilanz) möglich ist. Dafür wurde bei der Variante mit den Flachkollektoren eine PV-Anlage ergänzt.

Nach Systemsimulation mit Polysun, Detailbetrachtung der Vorgänge im Anergienetz mit dem wissenschaftlichen Simulationsprogramm DYMOLA sowie der ökonomischen Analyse kann festgehalten werden, dass die Variante mit den Hybridkollektoren (PVT) die zu bevorzugende Variante ist.

2 Hintergrund und Zielsetzung

In Reutte (Tirol) soll im Rahmen einer Standortentwicklung ein neues Siedlung-/Gewerbe-/Industriegebiet erschlossen werden. Es handelt sich dabei um ein 120.000 m² großes Areal am Ostufer des Lechs. Ziel bei der Umsetzung ist es, unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten und Anforderungen, das entstehende Quartier mit einem größtmöglichen Anteil an erneuerbaren Energien intelligent zu versorgen.

Das betrachtete Areal befindet sich südwestlich des Reutter Ortszentrums auf einem ehemaligen Produktionsgelände. Bodenbefundungen auf dem Areal haben ergeben, dass es sich auf einem Gipskarstgebiet befindet. Dies stellt besondere Ansprüche an die Ableitung von Oberflächen- und Dachwässern, welche nur mit größerem Aufwand möglich wäre. Außerdem ist die energetische Nutzung von Grundwasser zur Versorgung von Heizen und Kühlen damit bereits auszuschließen. Auf dem zu entwickelnden Gelände befindet sich bereits ein unterirdischer Entwässerungskanal („Schlossereikanal“), welcher als Hochwasserschutzmaßnahme für die Sintwagritsche errichtet wurde. Dieser Kanal kann in Zukunft dazu genutzt werden auch die Dach- und Oberflächenwässer aus dem Entwicklungsgebiet aufzunehmen und abzuleiten. Ein möglicher Ansatz für die zukünftige Versorgung des Areals ist nun, diesen bestehenden Kanal um einen zweiten Kanal zu einem Ringnetz zu erweitern (Abbildung 1). Damit bildet er zum einen eine Redundanz zum bestehenden Kanal für den Hochwasserschutz und zum anderen kann er in das zu entwickelnden Quartiers-Energiesystem mitintegriert werden. Die Kanäle werden ab ihrem Speisungspunkt über eine Regeleinrichtung in Form von Ventilkappen hydraulisch voneinander getrennt und sollen im späteren Betrieb auf einem kalten und einem warmen Temperaturniveau gehalten werden, um ein energetisches Speicherpotential auf dem Areal zu schaffen.



Abbildung 1: Schematische Darstellung des zu entwickelnden Areals. Dargestellt sind die beiden Entwicklungsgebiete Nord und Süd sowie das geplante Anergienetzes mit projektiertem Warmleiter (rot) und bestehendem Kaltleiter (blau). [Quelle: www.data.gv.at, www.osm.org, eigene Darstellung AEE INTEC.]

Das Gebiet soll auf unterschiedliche Art und Weise genutzt werden: Es sollen sowohl Wohngebäude, ein Hotel/Residenz als auch Gewerbegebäude errichtet werden. Für alle zu errichtenden Gebäude besteht eine Anschlussverpflichtung an das gesamtheitliche Energiesystem. Eine Kombination aus Erdspeichern unter den Gebäuden mit Sole-Wasser-Wärmepumpen und Solarthermieanlagen zur

Regeneration der Erdspeicherung bildet als bestehendes State-of-the-Art Gebäudeenergiekonzept der BES¹ die Basis für die Gesamtkonzeptentwicklung für das Areal. Üblicherweise ist im Standardkonzept eine Gastherme als Backup Lösung vorgesehen. Im angedachten Systemkonzept wird diese durch ein Anergienetz (Niedertemperatur-Ringnetz) als weitere, verlässliche Quelle für die Wärmepumpen ersetzt. Die Solarthermieanlagen dienen u.a. der Regeneration des Anergienetzes, wodurch das Anergienetz die dezentralen Solarthermieanlagen effektiv zu einer großen Solarthermieanlage verbinden. Die beiden Kanäle im Ringnetz werden auf zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus gefahren und damit wird ein thermisches (Speicher-)Potential auf dem Areal geschaffen werden. Die beiden Kanalstränge auf dem Areal dienen dann sowohl der Verteilung als auch der Speicherung von Wärme und Kälte.

Aufgabenstellung und Zielsetzung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie soll die Dimensionierung der solarthermischen Flächen zur Sicherstellung der Versorgung des Areals bestimmt sowie das Verhalten der Hochwasserschutzkanäle als Anergienetz untersucht werden. Es werden dabei sowohl technische Aspekte als auch wirtschaftliche und rechtliche Voraussetzungen beleuchtet, die zu einer erfolgreichen Umsetzung der geplanten solaren Großanlage und des Anergienetzes als quartiersübergreifendes Energiesystem führen.

Beteiligte Stakeholder

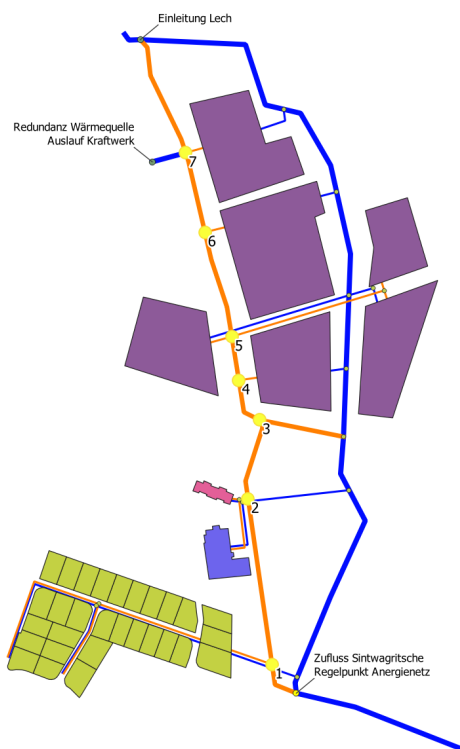
Die Machbarkeitsstudie wurde von Simona Alexe - greeniXcloud (Projektentwicklung) und AEE INTEC (Forschungsinstitut) ausgearbeitet. Als wichtige Stakeholder sind die Grundstückseigentümer und der Marktgemeinde Reutte (Inhaber des örtlichen Wasserrechts, zuständig für Festlegung der baurechtlichen Bestimmungen) in die Entwicklung der GesamtenergieLösung eingebunden.

¹ <https://www.bes-eu.com/system>

3 Projektinhalt und Ergebnis(se)

3.1 Charakterisierung des Entwicklungsgebiets und neues Energiesystem

Im 120.000 m² großen Areal werden sich später ein Wohnquartier mit 29 Einfamilienhäusern, ein Hotel mit Appartementgebäude sowie Gebäude zur gewerblichen Nutzung befinden. In Abbildung 2 ist eine Übersicht des Areals und der geplanten Maßnahmen zu finden. Um das Quartier zu modellieren und die Machbarkeit des solargestützten Anergienetzes als Energiesystem zu bewerten, wurden charakteristische Netzteilnehmer definiert, die in ihrem energetischen Verbrauch und Lastverhalten spätere, aktuell noch unbekannte Netzteilnehmer repräsentieren. Hierbei wird die geplante Nutzungskategorie als auch die geplante genutzte Bruttogeschosßfläche als Grundlage genommen.



Anergienetz:

Rote und blaue Linie symbolisieren Warm- und Kaltleiter (dick: Kanalleitung, dünn: Anschlussleitung)

Gelb: Anschlusspunkte der Netzteilnehmer und Knotenpunkte im Netz

Gebäude:

Lila: Symbolgebäude auf Basis BES System
Gewerbepark

Pink/Blau: Hotel und Residenz aus Basis
Voruntersuchung BES

Grün: Wohnquartier Hühnersteig im Süden des
Areals

Abbildung 2: Darstellung des Anergienetzes mit den geplanten Netzteilnehmern (Lila, Pink, Blau, Grün) und Anschlusspunkten (Gelb). (AEE INTEC greeniXcloud)

Das Energieversorgungssystem für sämtliche Gebäude, welches verpflichtend für neue Netzteilnehmer zu installieren ist (Teil der Bauverordnung und Kaufvertrag), orientiert sich am bestehenden BES-System (Abbildung 3).

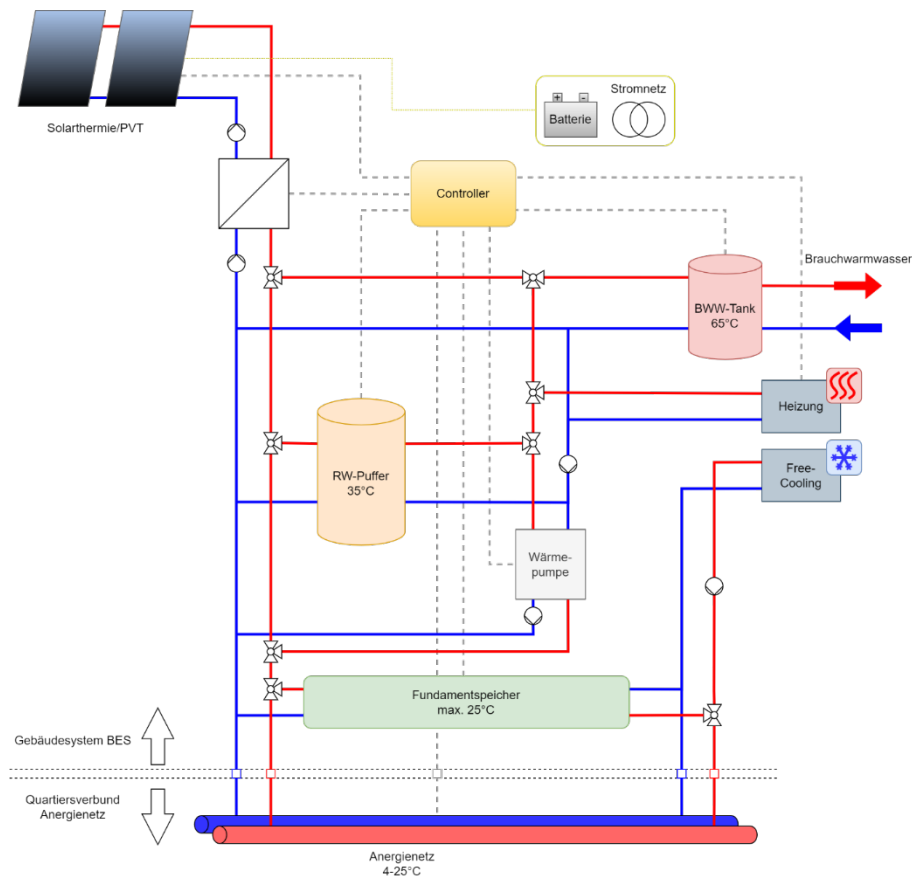


Abbildung 3: RI-Schema des BES-Gebäudeenergiesystems mit Solarkollektor, BWW-Tank, RW-Puffer, Wärmepumpe, Fundamentspeicher, System-Controller und Anschluss an das Anergienetz. Außerdem ist die direkte Verbindung von Gebäude und Fundamentspeicher bzw. Anergienetz zu Free-Cooling Zwecken dargestellt. (AEE INTEC greenIXcloud)

Dieses System besteht aus drei Wärmespeicherkapazitäten in Form eines Brauchwarmwassertanks, eines Raumwärmepuffers sowie eines Fundamentspeichers unter dem Gebäude. Diese Speicher werden mittels Solarwärme auf ihr entsprechendes Solltemperaturniveau gebracht. Reicht die Leistung am Kollektor bzw. die Kollektorausstrittstemperatur nicht aus, um den BWW-Speicher oder den RW-Puffer zu beladen, kann eine Wärmepumpe zugeschaltet werden, welche wiederum den Fundamentspeicher oder das Anergienetz als primärseitige Quelle nutzt.

Überschüssige Solarerträge, welche nicht direkt in den Speichertanks genutzt werden können, werden in erster Instanz in den Fundamentspeicher geleitet. Ist dieser vollständig beladen kann das Anergienetz als zweite Instanz Überschüsse des Gebäudes aufnehmen und verteilen.

Darüber hinaus verfügt das System über einen direkten Anschluss an die „kalten“ Speicher (Fundamentspeicher, Anergienetz), über welche bei entsprechenden Rahmenbedingungen auch Free-Cooling betrieben werden kann.

Für die Produktion der Solarwärme kommen grundsätzlich zwei unterschiedliche Technologien in Frage: klassische Solarthermie-Kollektoren oder Solarthermie-Photovoltaik-Hybridkollektoren (PVT). Im oben dargestellten Prinzipschema wurde daher exemplarisch bereits eine Verbindung zwischen dem Kollektorfeld und einer elektrischen Batterie eingezeichnet. Der Frage, welche Kollektortechnologie besser für den hier vorgesehenen Einsatz geeignet ist, wird durch die im Folgenden beschriebenen beiden Varianten weiterverfolgt.

Für die weitere Betrachtung der Energieversorgung des gesamten Areals wurden folgende Annahmen hinsichtlich Wärmebedarf und verfügbarer Solarfläche getroffen, welche in Tabelle 1 zusammengefasst sind.

Tabelle 1: Angenommener Energiebedarf sowie Kollektorflächen in Abhängigkeit der Anwendungskategorie

	Gewerbegebiet	Hotel	Wohn Süd (Hühnersteig)
Wärmebedarf (Heizen)	Nutzfläche: 90.000m ² Heizlast: 40 W/m ² Volllaststunden: 1.200 h HWB: 4.320.000 kWh	Nutzfläche: 7.000 m ² HWB: 598.000 kWh²	29 Parzellen mit EFH Nutzfläche: 9.600 m ² Spez. HWB: 30 kWh/(m ² a) HWB: 288.000 kWh
Wärmebedarf (Warmwasser)	Nicht berücksichtigt	WWB: 729.000 kWh³	800 kWh/(a*P) 3 pers*29 EFH WWB: 69.600 kWh
Kollektorfläche Var. 1	26.893 m ² PVT	395 m ² PVT	300 m ² PVT
Kollektorfläche Var. 2	5.500 m ² Solarthermie	395 m ² Solarthermie	300 m ² Solarthermie
Puffervolumen	600 m ³ (PVT), 275 m ³ (ST)	20 m ³	16 m ³
Fundamentspeicher	50.000 m ²	2.700 m ²	2.000 m ²
Zentraler Tankspeicher	2.000 m ³		
Anzahl e-Autos	20	4	15
Strombedarf e-Mobilität ⁴	52.000 kWh	10.400 kWh	39.000 kWh

Für das noch zu errichtende Gewerbegebiet wurden typische Dämmwerte angenommen. Des Weiteren wurde davon ausgegangen, dass der Warmwasserbedarf verschwindend ist und daher vernachlässigbar ist. Für die Hühnersteig Siedlung (Wohn Süd) wurden für Einfamilienhäuser bzw. für das Hotel⁵ wurden typische spezifische Bedarfswerte angenommen. Für die Kollektorflächen wurden die verfügbaren Dachflächen als Grundlage herangezogen.

3.2 Simulationstechnische Abbildung

Bei dem angedachten Gesamtenergiekonzept handelt es sich um eine sehr komplexe Konstellation von unterschiedlichen Erzeugungs-, Speicher- und Verteilanlagen. Eine detaillierte Abbildung aller Eventualitäten in *einem* Simulationsprogramm ist im Zuge dieser generellen Machbarkeitsstudie nicht möglich. Um trotzdem die wichtigsten Fragestellungen hinsichtlich Machbarkeit betrachten zu können, wurde folgender Ansatz gewählt:

² Angaben des Förderwerbers beim Beratungsgespräch

³ Angaben des Förderwerbers beim Beratungsgespräch

⁴ Durchschnittlicher Strombedarf für ein e-Auto liegt bei 2.600 kWh/a. Quelle: <https://faktencheck-energiewende.at/fakt/woher-soll-der-zusaetzlich-benoetigte-strom-fuer-die-e-mobilitaet-kommen/> (abgerufen am 25.4.2023)

⁵ Für das Hotel gibt es bereits eine gültige Einreichung beim der „Solarthermie – Solare Großanlagen“-Förderung der Klima- und Energiefonds.

1. Das Gesamtsystem wurde entsprechend Tabelle 1 in drei Subsysteme unterteilt: Gewerbegebiet, Hotelbetrieb, Hühnersteigsiedlung. Das Gewerbegebiet wurde zusätzlich noch auf 1/10 skaliert.
2. Für alle drei Gebiete wurde das gleiche Simulationsmodell im Programm Polysun v11 verwendet (Abbildung 4). Der im Schema abgebildete, obere eTank⁶ stellt hierbei den Erd- bzw. Fundamentspeicher des BES-Systems dar, welcher entsprechend der jeweiligen Kategorie dimensioniert wurde. Der untere eTank wurde für das Anergienetz adaptiert.

Auch die Kollektorflächen und Energiebedarfe wurden entsprechend der obigen Tabelle berücksichtigt.

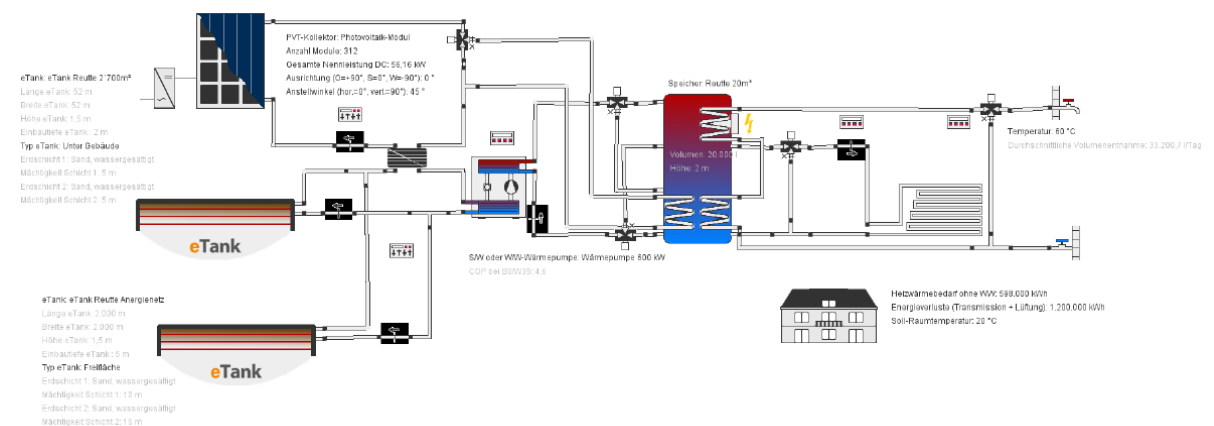


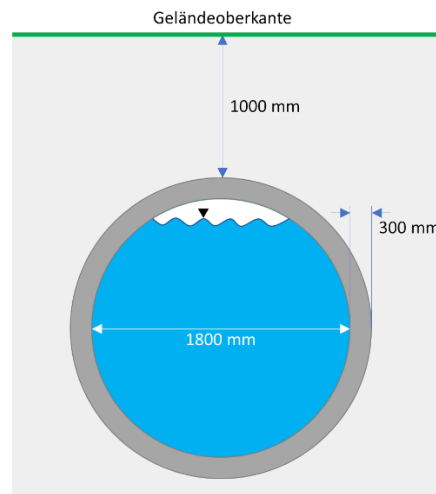
Abbildung 4: Simulationsmodell in Polysun v11 für die drei Anwendungskategorien Gewerbe, Hotel, Wohnhaussiedlung – hier exemplarisch die PVT-Variante für das Hotel (Quelle: Screenshot aus Polysun)

3. In der Machbarkeitsstudie soll auch beantwortet werden, ob das Anergienetz mit den gegebenen Rahmenbedingungen in sich gut funktionieren kann (Ausschluss von Cold- oder Hotspots). Hierbei handelt es sich um eine sehr spezifische Fragestellung, die im Simulationsprogramm Polysun *nicht* beantwortet werden kann. Um dieser Frage nachzugehen, wurde das Anergienetz zunächst im wissenschaftlichen Simulationsprogramm DYMOLA abgebildet. Sodann wurden die Profile des entsprechenden eTanks in DYMOLA eingelesen und das Detailverhalten des Anergienetzes dort analysiert.
4. Abbildung des Anergienetzes: Bei dem sich bereits auf dem Gelände befindendem Kanal handelt es sich um ein in 1 m Tiefe erdvergrabenes Betonrohr mit einem inneren Durchmesser von 1,8 m und einer Wandstärke von 30 cm.

⁶ Die eTank-Komponente ist ein Polysun-eigenes Modell für einen Fundament- bzw. Erdspeicher, welches für die Anwendung in dieser Machbarkeitsstudie entsprechend adaptiert wurde.

Tabelle 2: Geometrische Eigenschaften eines Kanalstrangs. (AEE INTEC greeniXcloud)

Kanal	
DN	1800 mm
A_Kanal	2.54 m ²
l_Kanal	800 m
V_Kanal	2036 m ³



Es wird davon ausgegangen, dass die niedrigste für den Kanal zulässige Temperatur bei 2°C liegt. Da es sich um ein wassergeführtes System handelt, sind die Temperaturlimits für den Einsatzbereich vorgegeben. Zwar besteht theoretisch die Möglichkeit durch Einsatz von Frostschutzmitteln die minimal zulässige Temperatur für den Kanal weiter zu senken. Da es sich bei den Kanälen aber um eine Hochwasserschutzmaßnahme handelt, welche im Notfall vollkommen durchströmt und dann zur Umwelt hin (Ausleitung in den Lech) offen ist, ist diese Option in diesem Anwendungsfall nicht weiter zu verfolgen.

Zusätzlich zur Redundanz des Hochwasserschutzes ist es nicht nur möglich überschüssige Wassermengen aus dem Kanal auszuleiten, es besteht ebenfalls die Möglichkeit den Kanal bei zu niedrigen Pegelständen wieder zu „befüllen“. Dazu ist ein zusätzlicher Redundanzanschlusspunkt des Anergienetzes am Auslauf des Wasserkraftwerkes am Lech vorgesehen („Redundanz Sammelbecken“ in Abbildung 2). Es wird in der folgenden Betrachtung davon ausgegangen, dass falls es zu sehr niedrigen Pegelständen im Kanal kommen sollte, stets Frischwasser mit der entsprechenden Temperatur (vgl. Abbildung 5) aus besagtem Sammelbecken nachgeführt werden kann.

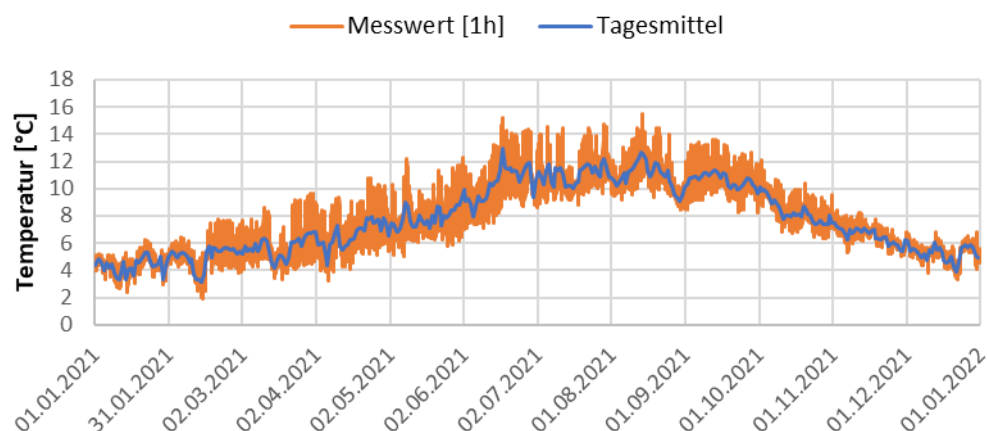


Abbildung 5: Wassertemperaturen des Lech am Messpunkt Wasserkraftwerk Reutte 2021. (AEE INTEC/greeniXcloud/EW Reutte)

Überschusswärme aus der Solaranlage und Abwärme aus den Kühlprozessen im Sommer können in das Netz, in diesem Fall den warmen Kanal, eingespeist werden. Im Bedarfsfall können die Verbraucher auf dem Gelände niedergrädige Wärme aus dem Warmleiter entnehmen, über Wärmepumpen auf Nutztemperaturniveau bringen und den abgekühlten Massenstrom in den kalten Kanal rückspeisen. Umgekehrt kann der Kaltleiter im Sommer als Kältequelle dienen. Sind die Kanaltemperaturen unterhalb der Gebäudesolltemperaturen (minus ΔT_{offset}) können die Gebäude über Free-Cooling konditioniert werden. Der Kanal wurde für die Abbildung in der Simulation in Form von segmentierten Rohrabschnitten dargestellt. Die Parameter des Kanals sind entsprechend der Angaben aus Tabelle 3 übernommen.

Das Modell verfügt über zwei zylindrische Wärmeleitungs-komponenten. Die erste führt von der Kanalinnen- zur Kanalaußenseite. Die zweite von der Kanalaußenseite hin zum ungestörten Erdreich. Der thermischen Wirkradius der Wärmeleitung wurde mit 10 m bestimmt. Die verwendeten thermodynamischen Eigenschaften der Rohr- und Bodenmaterialien sind in Tabelle 3 angeführt.

Tabelle 3: Materialeigenschaften zur Modellierung des erdberührenden Kanals.

	Wärmeleitfähigkeit [W/m/K]	Spez. Wärmekapazität [J/kg/K]	Dichte [kg/m ³]
Beton	1.5	1000	2400
Erdreich (sandiger Kies)	2.4	1180	2000

Hydraulische Verschaltung

In Abbildung 6 ist die Hydraulik für die Simulation des Anergienetzes dargestellt. Die Netzteilnehmer sind entsprechend der Projektskizze (Abbildung 2) an unterschiedlichen Punkten am Netz angeschlossen. Ein zusätzlicher Tankspeicher (2.000 m³) für das Abfangen von Leistungsspitzen wurde am Anschlusspunkt 3, zwischen Hotel und Gewerbe situiert. Zwei zusätzliche Ventile (A, B) regeln die gezielte Speicherladung und -entladung, sowie eine bedarfsbedingte Nachspeisung aus dem Lech.

Die Regelung des Netzes und des Tankspeichers folgt dem Konzept:

1. Ist Nettoleistung positiv, wird Tankspeicher beladen (A **auf**, B **zu**)
2. Ist Nettoleistung negativ UND $T_{\text{Speicher}} > T_{\text{Lech}}$, wird Speicher entladen (A **auf**, B **zu**)
3. Ist Nettoleistung negativ UND $T_{\text{Speicher}} < T_{\text{Lech}}$, wird aus Lech nachgespeist (A **zu**, B **auf**)
4. $T_{\text{min Tankspeicher}} = 10^{\circ}\text{C}$

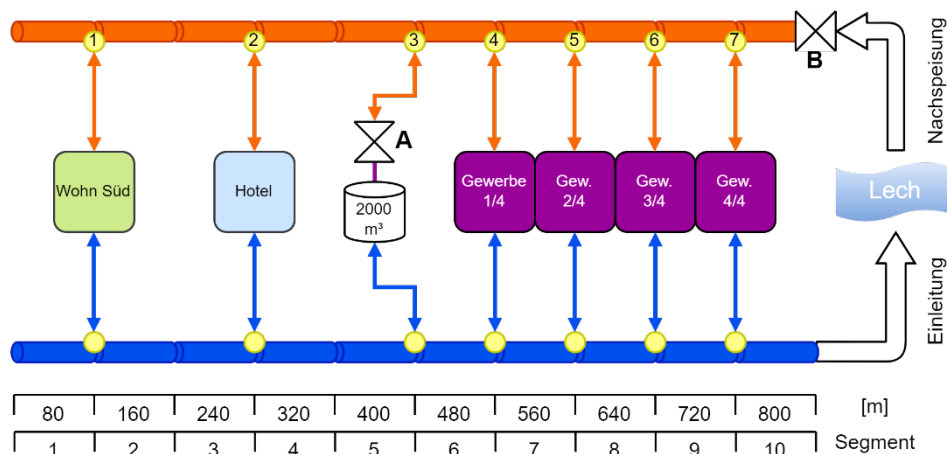


Abbildung 6: Hydraulische Verschaltung der Netzteilnehmer am Kanal (AEE INTEC)

3.3 Variante 1 „Hybridkollektoren mit Anergienetz“

3.3.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Bei Systemvariante 1 kommen PVT-Kollektoren zum Einsatz. Als Zielgröße für die Auslegung wurde die thermische Stabilität der Fundamentspeicher und des Anergienetzes sowie die vollständige Deckung des Strombedarfs für Wärmepumpen und E-Mobilität, monatsweise bilanziert, herangezogen. Aufgrund der in letzter Zeit stark gestiegenen (Netz-)Strompreise, stellt die lokale Stromproduktion einen wesentlichen wirtschaftlichen Faktor in der Wärmeversorgung dar. Für die Pufferspeicher in Wohnsiedlung und Gewerbe wurden 50 Liter/m² Kollektorfläche als Dimensionierungsgrundlage angenommen. Die Prinzipschemata für die 3 Anwendungskategorien (inkl. Energieströme lt. Simulation) sind in Abbildung 7, Abbildung 8 und Abbildung 9 dargestellt.

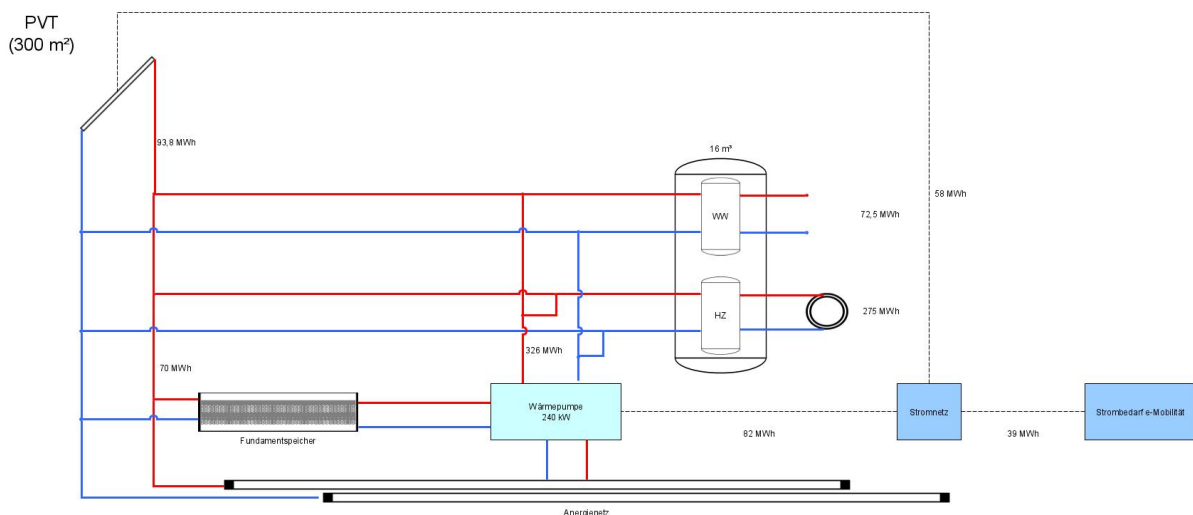


Abbildung 7: Prinzipschema für den Verbraucher „EFH-Siedlung“ inkl. Energieströme für Variante 1 (AEE INTEC)

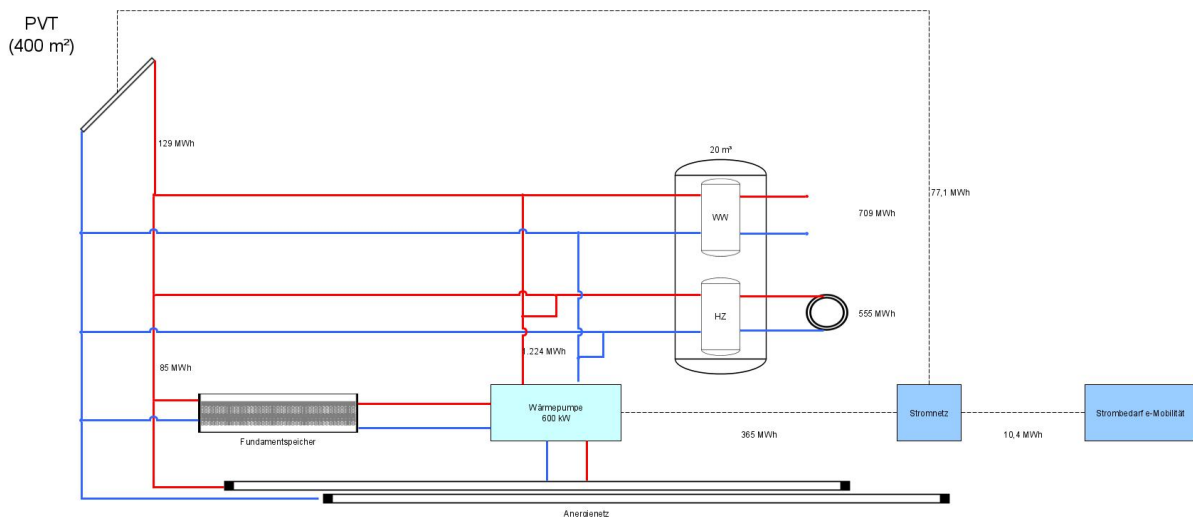


Abbildung 8: Prinzipschema für den Verbraucher „Hotel“ inkl. Energieströme für Variante 1 (AEE INTEC)

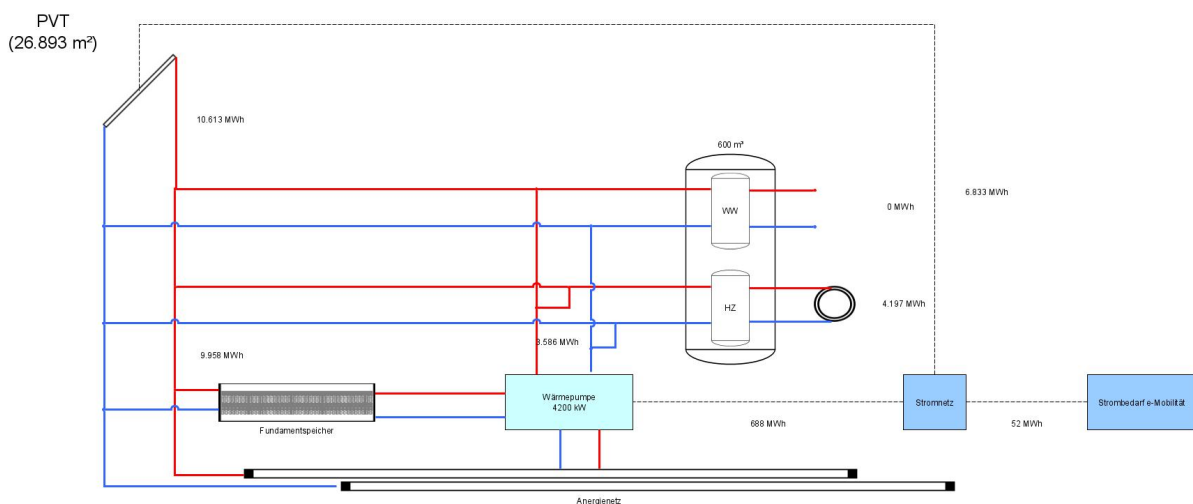


Abbildung 9: Prinzipschema für den Verbraucher „Gewerbe“ inkl. Energieströme für Variante 1 (AEE INTEC)

Die Regelungsstrategie in der Simulation sieht folgende Priorisierung hinsichtlich Nutzung der Solarenergie vor:

- 1) Direkte Nutzung im Warmwasser- (WW) bzw. Heizungsspeicher (HZ), wobei in der Simulation diese beiden Pufferspeicher aus Einfachheitsgründen in einen zusammengezogen wurden.
- 2) Regeneration des Fundamentspeichers
- 3) Einspeisung ins Anergienetz

Die Regelungsstrategie der Wärmepumpe zieht in erster Priorität den Fundamentspeicher als Quelle heran. Sollte dieser leer sein, wird das Anergienetz als Quelle genutzt.

In Abbildung 10 ist die Energiebilanz der Variante 1 über das Jahr (inkl. Jahresbilanz gesamt) dargestellt. In der Darstellung werden sämtliche Energieinputs (Wärme und Strom) für die Wärmeversorgung mit allen Energieoutputs verglichen. Im Vergleich zur Siedlung Wohn Süd und dem Hotel überwiegen die Bedarfe bzw. Erträge der großen Anlage im Gewerbegebiet, wobei die solaren Wärmeeinträge primär indirekt („*** ind“) – also in erster Priorität in den Fundamentspeicher und in zweiter Priorität in das Anergienetz eingebracht werden -genutzt. Da beide Speicher auch als Quelle dienen, ist eine grafische

Unterscheidung ausschließlich der Einträge nur schwer zu bestimmen. In Abbildung 11 sind die Temperaturverläufe in den jeweiligen Fundamentspeichern dargestellt. Durch den hohen Warmwasserbedarf beim Hotel bleiben trotz Regeneration die Temperaturen im dortigen Fundamentspeicher weitgehend konstant. Die fehlende Wärmeabnahme in den Sommermonaten lässt die Fundamentspeichertemperaturen im Gewerbegebiet deutlich ansteigen. Der Fundamentspeicher in der Wohnhaussiedlung zeigt ein ähnliches Verhalten wie im Gewerbegebiet, doch der ganzjährige Warmwasserbedarf führt zu einem leicht verschobenen Verlauf.

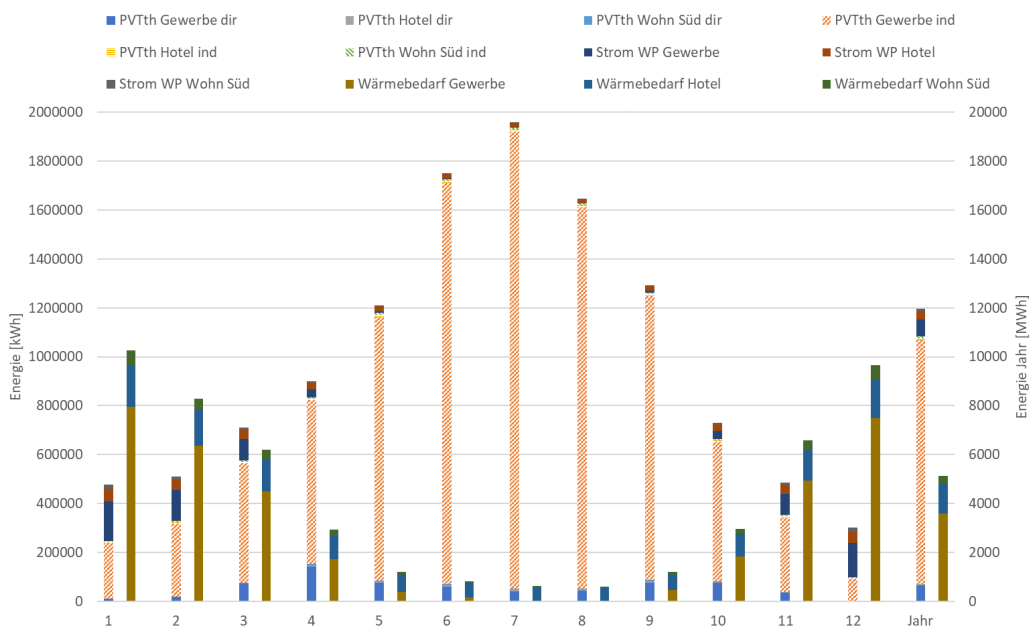


Abbildung 10: Energiebilanz von Variante 1 monatlich (linke y-Achse) inkl. Jahresbilanz (rechte y-Achse)

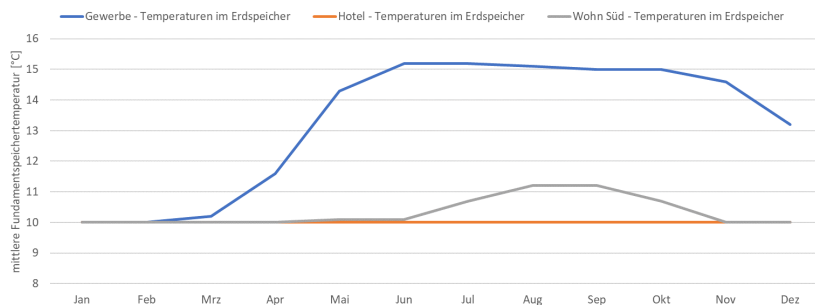


Abbildung 11: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Fundamentspeicher für Variante 1

In Abbildung 12 sind die Stromerträge der PVT-Anlagen von Gewerbe (blau), Hotel (orange) und Wohnhaussiedlung (grau) als gestapelte Flächen dargestellt. Der gesamte Stromverbrauch aller Wärmepumpen zuzüglich der gesamten e-Mobilität ist als gelbe Kurve, die monatlichen COP-Werte über alle Anwendungsgebiete gemittelt sind als schwarze Rauten aufgetragen. In Kombination mit Abbildung 11 zeigt die Grafik, dass sowohl eine thermische Stabilität der Wärmepumpenquellen als auch eine vollständige lokale Stromerzeugung für Wärmepumpen und e-Mobilität erreicht werden konnte. Insbesondere in den einstrahlungsreichen Monaten ist noch ausreichend Potential, um zusätzlich auch den Haushaltsstrom für alle Anwendungskategorien abzudecken. Der COP der Wärmepumpen liegt im Jahresschnitt bei 4,52. Eine Erhöhung der Arbeitszahlen ist primär durch Verbesserung der Quelltemperaturen und durch (weitere) Reduktion der Gebäudeversorgungstemperaturen und Laufzeitoptimierung der Wärmepumpen möglich. Langjährige

Erfahrungswerte von BES von zahlreichen betrieblichen Anlagen zeigen, dass Arbeitszahlen bis über 6 durchaus realistisch sind.

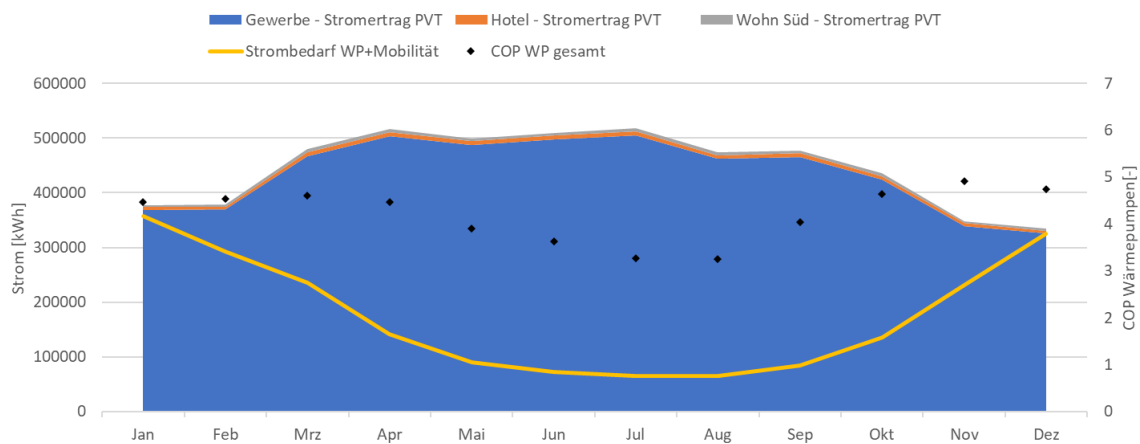


Abbildung 12: Strombedarf, lokale Stromerzeugung und COP der Wärmepumpen für Variante 1

3.3.1.1 Ergebnisse der detaillierten Anergienetz-Simulation in DYMOLA

Aus den Simulationen der Einzelsysteme in Polysun wurden die ein- und ausgespeisten Leistungen am Anergienetz als Zeitreihen exportiert. Diese Lastprofile wurden in einer thermohydraulischen Simulation des Anergienetzes/Kanals im wissenschaftlichen Simulationsprogramm DYMOLA verwendet. Bei der Betrachtung des Anergienetzes sollen hauptsächlich Fragen bzgl. des thermischen Verhaltens untersucht werden.

Hot-Spots/Cold-Spots

Durch die unterschiedlichen Anschlusspunkte der Netzteilnehmer und deren zeitlich versetzten Lastgänge bildet sich im Kanal eine inhomogene Temperaturverteilung aus.

In Abbildung 13 sind die Temperaturverläufe der Kanalsegmente der warmen Quelleitung, die Speichertemperatur sowie die Temperatur des Lech dargestellt. Die Temperaturen des Speichers sinken durch die hohen Bedarfe zu Jahresbeginn stark ab. Die Nachspeisung aus dem Lech stellt eine minimale Betriebstemperatur von 4°C sicher. Ab Jahresmitte ist die Einspeisung der Solarüberschüsse anhand der steigenden Speichertemperaturen deutlich zu erkennen. Dabei ist zu sehen, dass der Kanal in Nähe der Wohnsiedlung („pip_h2“) nicht durchflossen wird, und sich die Temperatur im Verlauf der Zeit der Umgebungstemperatur des Erdreiches annähert. Zu Jahresende liegt wieder Bedarf am Netz an und die Temperaturen aus dem Speicher können geliefert werden. Die Kanalsegmente um die Gewerbegebäude herum („pip_h4, pip_h6, pip_h8“) weisen annähernd gleiche Temperaturen auf, was vor allem auf eine gute Durchmischung durch die hohen Durchflüsse der großen PVT-Anlage zurückzuführen ist. Zum Jahresende ist zu sehen, dass das Gewerbe erst später aus dem Anergienetz Wärme beziehen muss. Die bis dahin undurchströmten Kanalsegmente halten verlustbehaftet Wärme und geben diese teilweise sogar noch bis an die Wohnsiedlung Süd weiter.

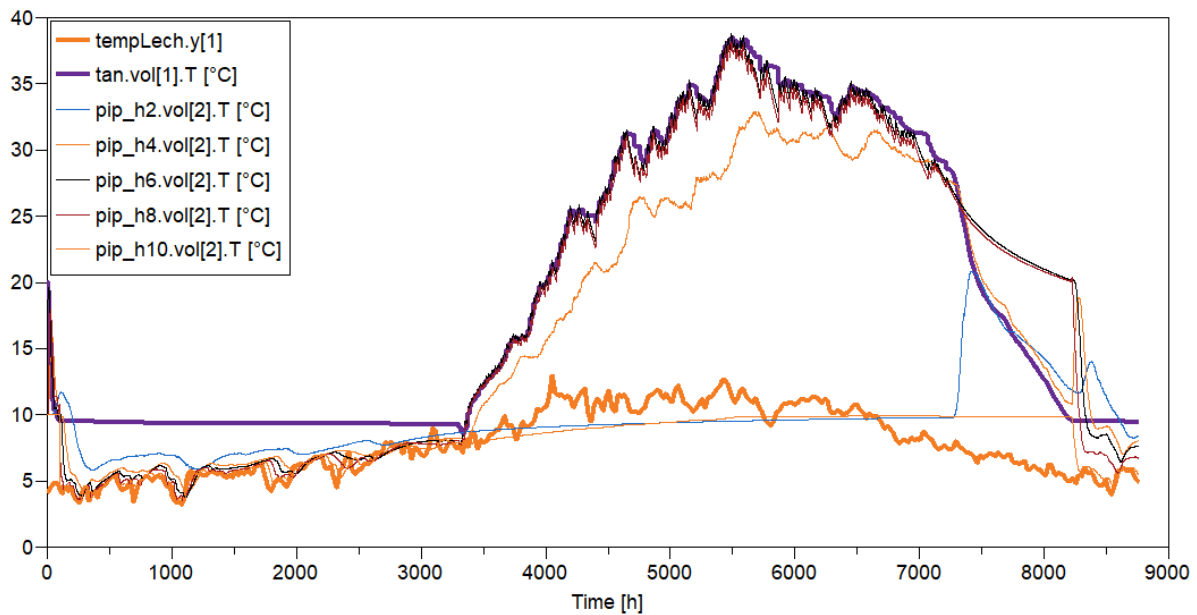


Abbildung 13: Temperaturverläufe - Variante PVT.

Thermische Verluste und Einträge

In Abbildung 14 sind die Wärmeverluste und -einträge jeweils des warmen und kalten Kanals auf Monatsbasis dargestellt. Zu Beginn des Jahres ist zu sehen, wie durch die niedrigen Anergienetztemperaturen, Wärmeeinträge (positive Säulen) aus dem umliegenden 10°C-grädigem Erdreich in den Kanal hinein generiert werden. Mit steigenden Kanaltemperaturen gehen steigende Verluste (negative Säulen) einher, was sich besonders in der zweiten Jahreshälfte bemerkbar macht.

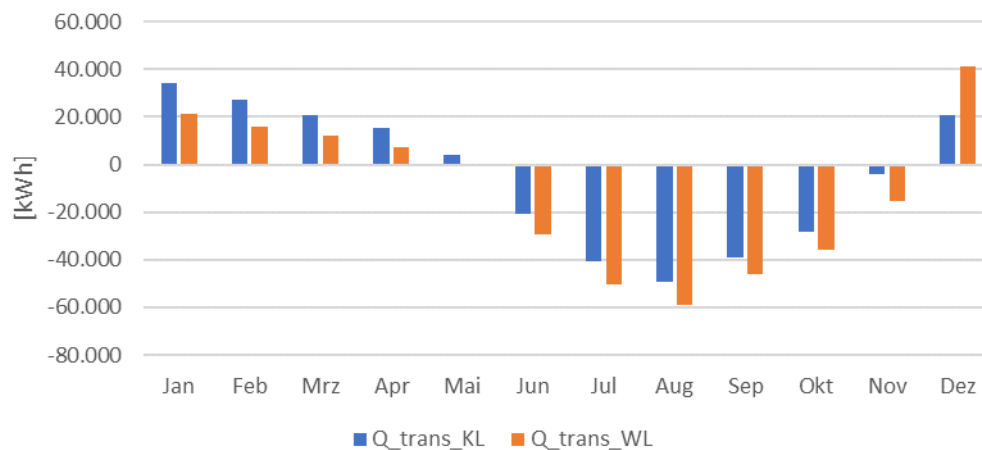


Abbildung 14: Wärmemengen durch die Kanalwand des Warm- und Kaltleiters an das Erdreich – Variante PVT (positiv: Einträge, negativ: Verluste).

3.3.2 Ökonomische Betrachtung

Die der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde liegenden Daten sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Sie sind gleich für alle gerechneten Varianten.

- Tabelle 4: Grundparameter für die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140

Betrachtungsperiode	25 Jahre
Kalkulationszinssatz	3,5%
CO ₂ -Preissteigerung	2%
Spez. CO ₂ -Kosten (Projektion)	100 €/Tonne ⁷
Preissteigerung Energie, Wartung und Investition	4%
Lebensdauer PVT und ST	30 Jahre
Lebensdauer Anergienetz	50 Jahre
Lebensdauer Wärmepumpen	20 Jahre
Spez. Kosten PVT-Anlage	600 €/m ²
Spez. Kosten PV-Anlage	1.000 €/kWp
Spez. Kosten Puffer- bzw. Tankspeicher	2.400 €/m ³
Spez. Kosten Wärmepumpen	650 €/kW
Spez. Kosten Fundamentspeicher	32 €/m ²
Energiekosten	
Strom	0,21 €/kWh
Gas	0,2 €/kWh
Strom f. e-Mobilität	0,60 €/kWh
Wartungskosten	
PVT, PV, Anergienetz	0,05% der Investitionskosten
Wärmepumpe	1% der Investitionskosten
Förderungen	
35% der Investitionskosten von PVT- bzw. ST-Anlage, Fundamentspeicher, Pufferspeicher, Tankspeicher, Anergienetz und Wärmepumpen	
Evtl. PV-Förderung nicht berücksichtigt	

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind in Abbildung 15 ohne (links) und mit (rechts) Förderung dargestellt. Für das Referenzsystem wurde angenommen, dass der gesamte Standort mit Gas versorgt wird und der Strom für die e-Mobilität aus Ladestationen zum üblichen Marktpreis entnommen wird. Im Referenzsystem wurden als Vereinfachung keine Investitionskosten für die Gasversorgung berücksichtigt. Über den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren würden (primär) die Kosten für Gas die Investitions- und Wartungskosten für PVT-Wärmepumpen-System (inkl. Anergienetz) überschreiten. Die hohen lokalen Stromerträge führen dazu, dass Variante effektiv negative Lebenszykluskosten verursacht.

⁷ Lt. Einem WELT-Artikel ist ab 2027 eine erhebliche Anhebung der CO₂-Kosten auf bis zu 300 €/To möglich (<https://www.welt.de/wirtschaft/article244798930/Emissionshandel-Erheblicher-Preissprung-bei-Benzin-Oel-und-Gas-in-Sicht.html>; abgerufen am 27.4.2023)

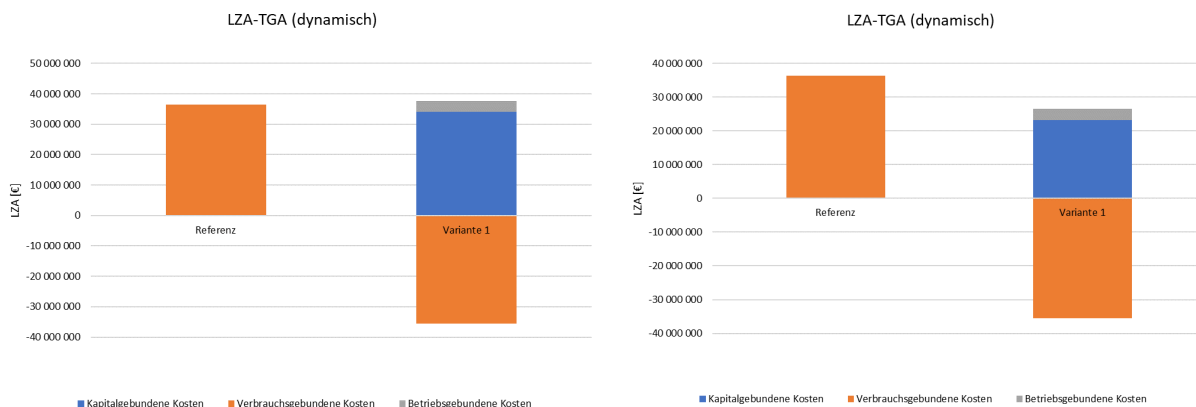


Abbildung 15: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne Förderung (links) und mit Klimafonds-Förderung (rechts) für Variante 1

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/kWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 5):

Tabelle 5: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für Variante 1 (bezogen auf das Gesamtsystem)

	Referenz	Variante 1	
		o. Förd.	m. Förd.
Investitionsgebundene WGK	-	0,36	0,24
Verbrauchsgebundene WGK	0,38	-0,37	-0,37
Betriebsgebundene WGK	-	0,04	0,04
Gesamt	0,38	0,02	-0,09
Dyn. Amortisationszeit [a]		12,1	8,1

In Abbildung 16 sind die CO₂-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) für Variante 1 im Vergleich zur Referenzvariante dargestellt.

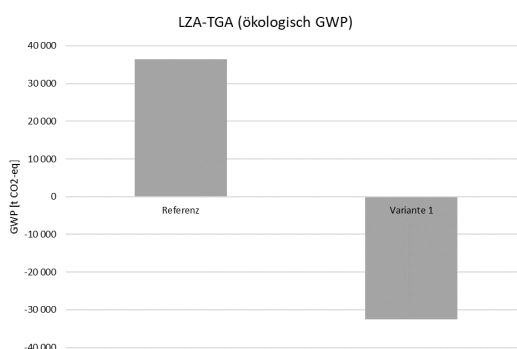


Abbildung 16: CO₂-Emissionen über den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren für Variante 1

Das vorgeschlagene Systemkonzept ist relativ einfach auf andere Entwicklungsgebiete – insbesondere auf gewerbliche - übertragbar. Die Systemkombination von PVT-Kollektoren mit Fundamentspeicher und Wärmepumpen ist ein standardisiertes Systemkonzept von BES, welches auf beliebige Gebäudekategorien (Wohnbau, Gewerbe, Tourismusbetriebe, etc.) und Gebäudehüllqualitäten anwendbar ist. Die Anbindung an ein Anergienetz hat sich speziell an diesem Standort angeboten, da die Hälfte des Ringnetzes als Bestandskanal vorhanden war, wodurch die Investitionskosten für das Publizierbarer Endbericht - Solargestütztes Anergienetz Areal Linz Textil Reutte 18/31

Anergienetz eher gering sind. An anderen Standorten könnte dies eine Einschränkung sein. Diese ist aber relativ einfach durch andere Speichertechnologien wie beispielsweise Tank- und Erdbeckenspeicher ersetzbar. Alternativ können als Backup-Technologien bestehende Fernwärmenetze, Biomassekessel oder Wasser-Wasser-Wärmepumpen mit Sonden oder Brunnen als Wärmequellen das Anergienetz ersetzen.

Die Umsetzung anderer Anergienetze in Europa zeigt auch, dass die Umsetzung unabhängig vom Gebäudestandard möglich ist.

Suurstoffi Risch Rotkreuz Zug/Schweiz

Die Suurstoffi Projektentwicklung auf dem Risch Rotkreuz Areal in Zug/Schweiz baut ebenfalls auf solare Großanlagennutzung in Kombination mit einem Anergienetz und Erdspeicher für eine Energieversorgung von Bestands- und Neubauten auf. Aufgrund eines guten Informationsaustausches zu der Suurstoffi Projektentwicklung, konnten für das Projekt Reutte Erfahrungswerte aus Messungen und Langzeitauswertungen, im Besonderen bei der PVT-Projektierung mit intelligenten Regelungskomponenten berücksichtigt werden. Siehe hierzu Monitoring-Auswertung und Betriebs - optimierung eines vernetzten Areals von der Hochschule Luzern. Fazit: Die Multiplizierbarkeit der vorliegenden Systemkonfiguration, ist für viele urbane Entwicklungsgebiete konkret gegeben.

Campus Höggerberg der ETH Zürich/Schweiz

Das Anergienetz sorgt für eine intelligente Vernetzung der Wärmequellen und -senken in Kombination mit einer saisonalen Verlagerung. Dadurch wird der fossile Energiebedarf und damit der CO₂-Ausstoss reduziert. Der Kältebedarf kann mittelfristig ebenfalls stabilisiert werden, er steigt aber mittelfristig, bedingt durch Neubauten, wieder an. Die ETH Zürich erhielt im Januar 2020 den Schweizer Energiepreis Watt d'Or 2020 für das Anergienetz und damit das Gütesiegel für Energieexzellenz.

Anergienetz der Energienetz GSG AG St. Gallen/Schweiz

Konkretes Beispiel für die Entwicklung eines Anergienetzes mit Solarer Großanlage in eine bestehende Gewerbeinfrastruktur, mit zusätzlicher Einbindung einer Gewerbe- und Industrieabwärmennutzung.

Ausgangslage und Zielsetzung

Ziel ist, auf einen mehreren Hektar großen Terrain (Industriebrache), ein neues Gewerbe-Industrie und Siedlungsgebiet zu entwickeln, in dem die Nutzung Solarer Großanlagen, mehrere dynamische Erdspeicher im Gebäudeverbund und ein Anergienetz die Basis bilden. Die künftigen Gebäude werden mit den Anergienetz untereinander, sowie mit saisonalen Erdspeichern verbunden. Solarer Großanlagenverbund in Kombination mit Fundamentspeicher und Anergienetz und Wärmepumpen mit intelligenter-Regelung bilden die zentralen Schlüsselkomponenten des Zero Emission Building Design Konzepts, um eine fossilfreie Versorgung für die künftige Bebauung möglich zu machen.

Gipskarst Region Reutte 2022

Das Linz Textil Areal und weitere angrenzende Grundstücke (Nord/Süd) befinden sich in der roten Zone-Gipskarstgebiet Reutte. Für die Stakeholder ist eine Anbindung an das künftige Anergienetz und der Zugang zu einer erneuerbaren fossilfreien Energieversorgung eine WIN-WIN Situation, trotz der massiven Einschränkungen auf den Grundstücken (Ausschluss von Energiesonden, punktueller Versickerungsverbot von Dach und Oberflächenwässer, Ausschluss einer Grundwassernutzung für

Wärmepumpen usw., siehe hierzu den Leitfaden der Tiroler Landesregierung, für Wasserrechtliche Belange im Gipskarstgebiet Reutte aus 2022).

Aktueller Rechtsrahmen für PV/PVT Kollektoren:

Mit dem Erlass für gewerbliche Betriebsanlagen vom 1. März 2021 (Geschäftszahl: 2021-0.118.512) hat das Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort klargestellt, dass Photovoltaikanlagen und Ladestationen für elektrische Kraftfahrzeuge unter einfach vermeidbaren Umständen keiner Genehmigungspflicht nach dem gewerblichen Betriebsanlagenrecht unterliegen. Dieser Erlass enthält weiterführende Informationen zu den Ergebnissen der Gewerbereferententagung 2015.

Behördliche Auflagen und rechtliche Rahmenbedingungen

Die zur Umsetzung des Bauprojekts notwendigen rechtlichen Bescheide sowie (Vor-)Verträge sind mit den jeweiligen Stakeholdern erarbeitet und abgestimmt. Zum einen gibt es für die gebäudetechnische Versorgung die Vorgabe ein Energiesystem des Typs Zero Emission Building Design-GeoSolar2.0 zu installieren, zum anderen sind durch die Bodenbeschaffenheiten auf dem Areal (Gipskarst, daher Versickerung von Dach- und Oberflächen kritisch) ein Anschluss an den Entwässerungskanalverbund verpflichtend.

Alle Bebauungspläne, bau- und wasserrechtlichen Bescheide, Vorverträge sowie die LOIs aller beteiligten Stakeholder sind im Anhang zu finden.

Ansätze für ein übergeordnetes Regelungssystem

Regelung auf Gebäudeebene: Das BES-Gebäudesystem hat durch die Solarkollektoren und seine vielfältigen Speichereinrichtungen ein großes Potential hohe solare Deckungs- und somit auch Autarkiegrade zu erreichen. Beitragen kann dazu eine ertragsorientierte Systemregelung. Eine Herausforderung für die Regelung des (BES)Gebäudesystems ist, dass die Solaranlage Energie auf mehreren Temperaturniveaus liefern kann (WW-Speicher, RW-Puffer, Erdspeicher, Anergienetz). Eine Priorisierung bzw. Kaskadierung der zu beladenden Komponenten ist hierbei notwendig. Die Ladereihenfolge der Solaranlage orientiert sich an den geforderten Systemtemperaturen. So sollte bspw., wenn möglich, stets der warme BWW-Tank (65°C) zuerst beladen werden, an zweiter Stelle der RW-Puffer (35°C), darauffolgend der Erdspeicher (25°C) und an letzter Position das Anergienetz (4-25°C).

Im System können Zustände auftreten, in denen die Solaranlage aufgrund zu niedriger Einstrahlung, zu niedriger Außentemperaturen oder zu niedriger Rücklauftemperaturen in den Kollektor die geforderte Solltemperatur am Kollektorausstritt nicht mehr erreichen kann. An dieser Stelle muss das Gebäudeenergiemanagementsystem entscheiden, ob und unter welchen Voraussetzungen der Kollektor die gewünschte Sollaustrittstemperatur erreichen kann. Über die gewöhnliche Massenstromregelung der Solaranlage hinaus kann eine intelligente Regelung entscheiden, ob und welche Speicherkomponenten sukzessive aus der Ladereihenfolge (Kaskade) herausgenommen werden und somit zu niedrigen Rücklauftemperaturen vermieden werden können. Falls die Solltemperatur am Kollektorausstritt dennoch nicht erreicht werden kann, schaltet der Regler auf die

nächst-niedrigere Solltemperatur und die Ladekaskade beginnt erneut. Beispiele für zwei mögliche Beladezustände sind in Abbildung 17 gezeigt.

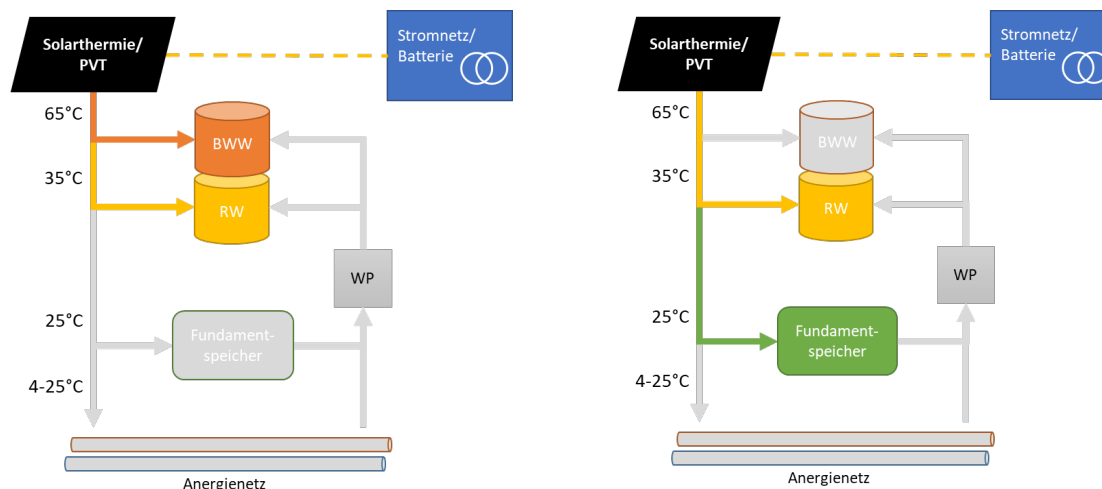


Abbildung 17: Beispiel für eine mögliche Regelkaskade. Links: BWW-Tank und RW-Puffer können beladen werden; Rechts: Die Kollektoraustrittstemperatur ist nur noch ausreichend, um RW-Puffer und Fundament zu beladen.

Anergienetz-Steuerungs- und Regelarchitektur: Über Smart-Metering und andere Methoden der Digitalisierung ist es möglich, dass die Gebäude und ihre energietechnischen Anlagen, insbesondere die thermischen Speicher, intelligent miteinander kommunizieren können (Abbildung 18).

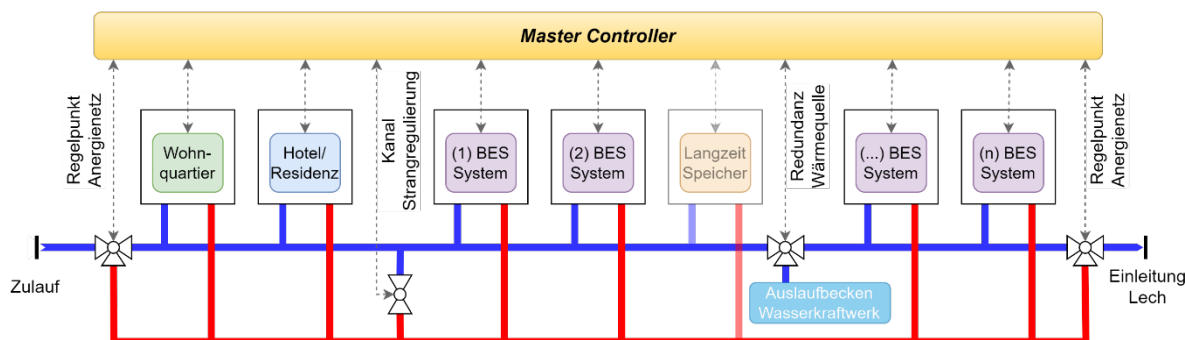


Abbildung 18: Schematische Darstellung einer übergeordneten Steuerung Anergienetz

Das übergeordnete Regelungssystem weiß zu jeder Zeit von allen anderen Netzteilnehmern die Speicherstände, Temperaturen und Bedarfsanforderungen. Bspw. ist Gebäude 1 vollständig geladen und könnte theoretisch Wärme an einen Speicher in Gebäude 2 abgeben. Dazu muss im Anergienetz sichergestellt werden, dass sich die Strömungsrichtungen bedarfsgerecht einstellen. Bei zwei Teilnehmern ist dies regelungstechnisch noch handhabbar, bei mehreren Teilnehmern muss die übergeordnete Steuerung des Anergienetzes feststellen, welche Strömungsrichtungen und Temperaturgefälle vorliegen und daraus eine energetisch optimale Betriebsweise ermitteln. Energetisch optimiert heißt hier, dass das Gesamtsystem am Ende des Jahres am wenigsten Zusatzenergie benötigt haben soll. Dies wird erreicht, indem die Wärmepumpen so selten wie möglich laufen und wenn, dann mit möglichst hohen Verdampfertemperaturen und somit erhöhten COPs.

Durch den Einsatz von PVT-Kollektoren kommt eine weitere Energieträgerdomäne zum System hinzu. Es besteht dabei die Möglichkeit durch den Einsatz elektrischer Speicher den Eigenverbrauch der Netzteilnehmer und damit des Gesamtsystems zu erhöhen.

Smart-Metering: Für den künftigen Betrieb von Solarthermie und Photovoltaikanlagen mit direkter Eigennutzung, wie die Versorgung der Wärmepumpenanlagen oder einer möglichen E-Mobilitätsinfrastruktur, ist es nötig den „Drittverbrauch“ vom realen Eigenverbrauch abzugrenzen. Im Rahmen einer Digitalisierungsstrategie/Smart Metering wurde mit dem GreenTec Partner EMU Elektronik (AG 6340 Baar Schweiz) zusammengearbeitet und es ist nun möglich, den weltweit ersten Stromzähler mit einer modernen Blockchain Technologie in die Systemarchitektur zu integrieren (siehe Datenblatt Energiezähler EMU Professional II im Anhang). Der intelligente Stromzähler eignet sich bestens für den Einsatz in modernen dezentralen Energielösungen, da durch ihn genaue Kostenstellenabrechnung, Untermessungen sowie detaillierte Leistungsüberwachung durchgeführt werden kann. Drittmengenabgrenzung und Energiemanagement erfolgen dabei nach ISO 50001.

Geschäfts- und Betreibermodell im Gebäudeverbund: Es soll eine Errichter- und Betreibergesellschaft aus Stakeholdern und künftigen Grundeigentümer gegründet werden, welche für Errichtung der Wärme- und Kälteversorgungsanlagen (inkl. Speichertechnologien) sowie Energieverkauf/Lieferung (Wärme, Kälte, grüner Strom) zuständig ist. Bei Erwerb einer Parzelle am Standort wird vertraglich eine Anschlussverpflichtung an das solare Großanlagensystem festgelegt. Dies wird auch durch die Gemeinde Reutte unterstützt, da ab 2023 ein Erdgasanschlussverbot bei Neubauten in Kraft tritt. Zusätzlich sieht die Tiroler Landesregierung unter dem Leitfaden „Gipskarst Reutte (Jänner 2022)“ vor, in diesem großflächigen gewerblichen Entwicklungsgebiet eine Grundwasserentnahme sowie ein Dach- und Oberflächenwasserversickerungsverbot zu erlassen. Das gemeinsame Ziel ist daher, eine regenerative Energieversorgung für die Standortentwicklung zu sichern und die Wertschöpfung in der Region zu erhalten. Durch das Gipskarstgebiet ist auch ein besonderer Umgang mit den Dach- und Oberflächenwässern notwendig, da eine Versickerung unmöglich ist. Die Entsorgung dieser Gewässer ist über das Anergienetz geplant. Im Gegenzug zur Errichtung sämtlicher Energieversorgungsanlagen, wird die Betreibergesellschaft Gebühren für die Dach- und Bodenflächennutzung, Technikraummiete, Einleitungsgebühren ins Anergienetz sowie Gebühren für die lokal erzeugte und zur Verfügung gestellte Energie (Wärme, Kälte, Strom) bestimmen und verrechnen. Weitere Aufgaben sind die Betriebsführung und der technische Support der Anlage.

3.4 Variante 2 „Solarthermiekollektoren mit Anergienetz plus PV-Anlage“

3.4.1 Dimensionierung, Anlagen- und Betriebskonzept

Bei Systemvariante 2 kommen klassische Flachkollektoren anstelle der PVT-Kollektoren zum Einsatz. Die Dimensionierungen für Wohnsiedlung und Hotel sind gleich im Vergleich zu Variante 1 (Solarflächen, Pufferspeicher, Wärmepumpen) und auch die Regelungsstrategie ist grundsätzlich ident, wobei aufgrund der höheren möglichen Betriebstemperatur der klassischen Flachkollektoren im Vergleich zu den PVT-Kollektoren höhere direkte Erträge möglich sind und daraus eine geringere Stromaufnahme der Wärmepumpen resultiert. Für das Gewerbegebiet wurde die Solarthermiefläche so dimensioniert, dass die thermische Ausgewogenheit des Gesamtsystems erreicht wird. Die freigebliebenen Dachflächen wurden mit PV-Modulen belegt, um auch in dieser Variante den Strombedarf für Wärmepumpen und e-Mobilität durch lokal erzeugte Energie decken zu können.

Publizierbarer Endbericht - Solargestütztes Anergienetz Areal Linz Textil Reutte 22/31

Aufgrund der in letzter Zeit stark gestiegenen (Netz-)Strompreise, stellt die lokale Stromproduktion einen wesentlichen wirtschaftlichen Faktor in der Wärmeversorgung dar.

Die Prinzipschemata für die 3 Anwendungskategorien (inkl. Energieströme lt. Simulation) sind in Abbildung 19, Abbildung 20 und Abbildung 21 dargestellt.

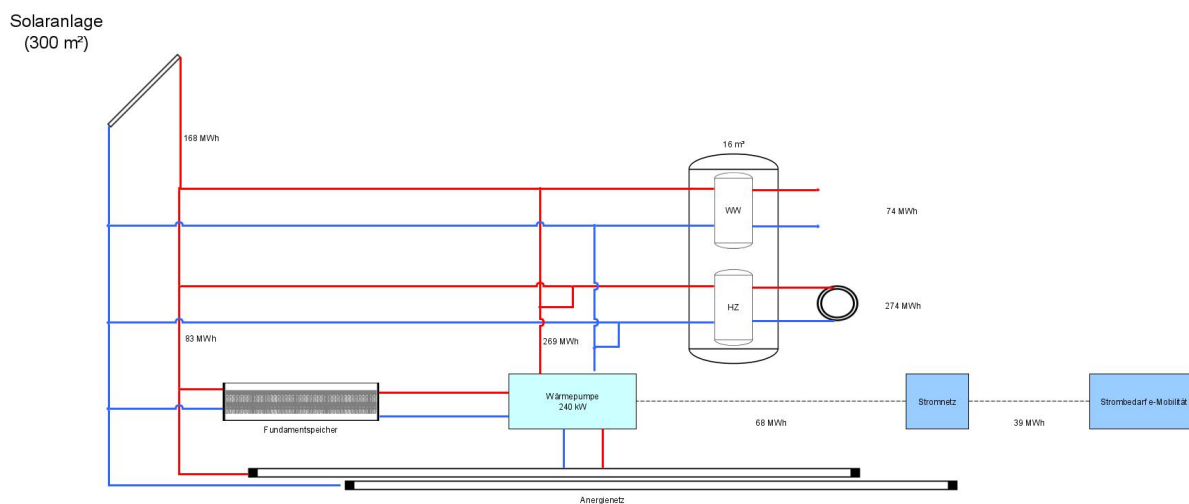


Abbildung 19: Prinzipschema für den Verbraucher „EFH-Siedlung“ inkl. Energieströme für Variante 2 (AEE INTEC)

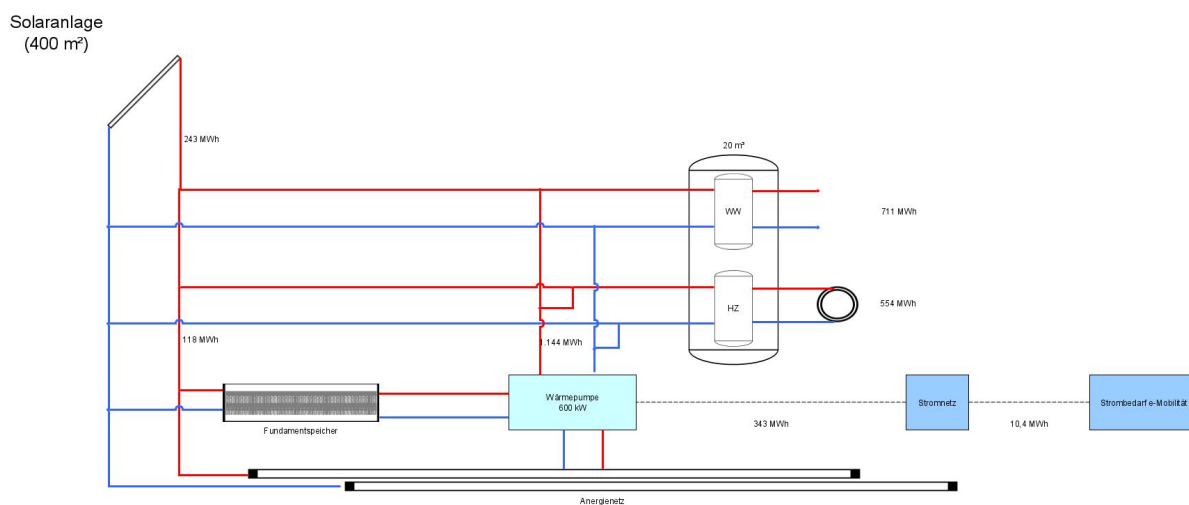


Abbildung 20: Prinzipschema für den Verbraucher „Hotel“ inkl. Energieströme für Variante 2 (AEE INTEC)

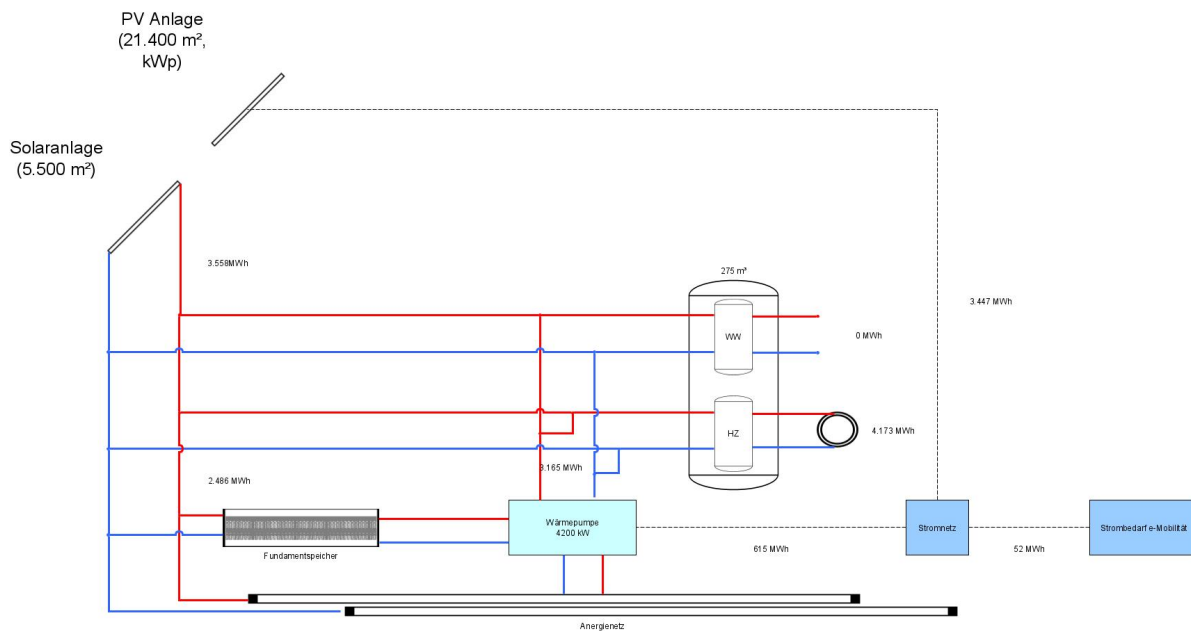


Abbildung 21: Prinzipschema für den Verbraucher „Gewerbe“ inkl. Energieströme für Variante 2 (AEE INTEC)

In Abbildung 22 ist die Energiebilanz der Variante 2 über das Jahr (inkl. Jahresbilanz gesamt) dargestellt. In der Darstellung werden sämtliche Energieinputs (Wärme und Strom) für die Wärmeversorgung mit allen Energieoutputs verglichen. Auch hier überwiegen die Bedarfe und Erträge des Gewerbegebiets, allerdings – aufgrund der reduzierten Kollektorfläche im Vergleich zu Variante 1 – in etwas geringerem Ausmaß. Der Wärmeüberhang bei den indirekten Erträgen („*** ind“; solare Regeneration von Fundamentspeicher oder Anergienetz) ist generell geringer. Über das Jahr ist eine ausgeglichene Wärmebilanz feststellbar. Da beide Speicher auch als Quelle dienen, ist eine grafische Unterscheidung ausschließlich der Einträge nur schwer zu bestimmen. In Abbildung 23 sind die Temperaturverläufe in den jeweiligen Fundamentspeichern dargestellt. Durch den hohen Warmwasserbedarf beim Hotel bleiben auch hier, trotz Regeneration, die Temperaturen im Fundamentspeicher weitgehend konstant. Die fehlende Wärmeabnahme in den Sommermonaten lässt die Fundamentspeichertemperaturen im Gewerbegebiet deutlich ansteigen. Der Fundamentspeicher in der Wohnhaussiedlung zeigt ein ähnliches Verhalten wie im Gewerbegebiet, jedoch in etwas reduziertem Ausmaß.

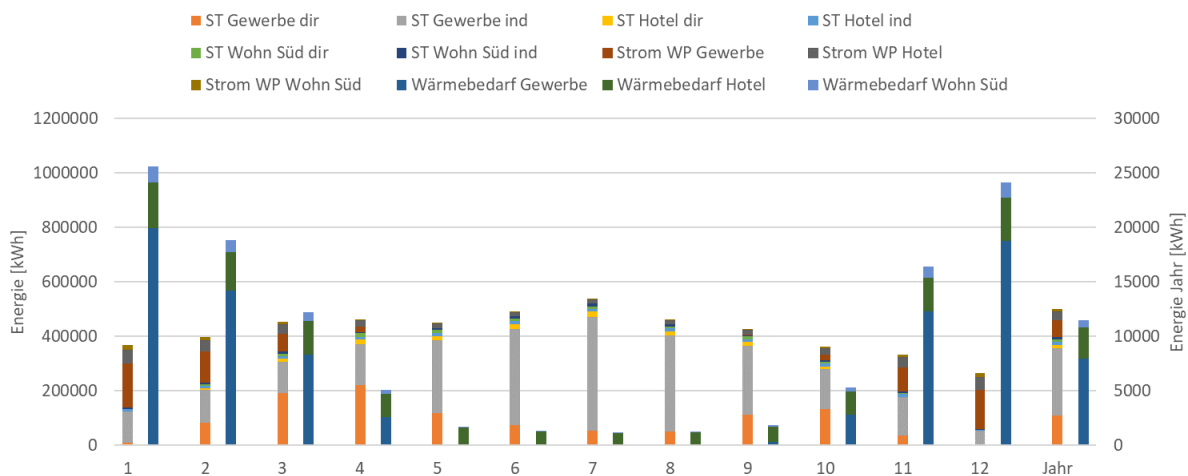


Abbildung 22: Energiebilanz von Variante 2 monatlich (linke y-Achse) inkl. Jahresbilanz (rechte y-Achse)

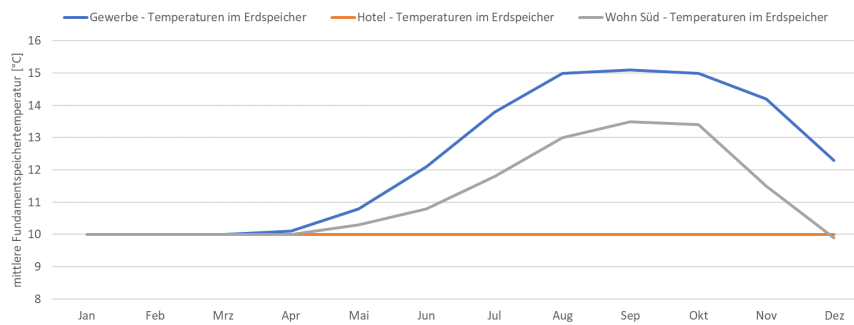


Abbildung 23: Temperaturverlauf der monatlichen Mittelwerte im Fundamentspeicher für Variante 2

In Abbildung 24 sind die Stromerträge der PV-Anlagen von Gewerbe (blau) und der gesamte Stromverbrauch aller Wärmepumpen zuzüglich der gesamten e-Mobilität (gelb) dargestellt. Die monatlichen COP-Werte über alle Anwendungsgebiete gemittelt sind als schwarze Rauten aufgetragen. In Kombination mit Abbildung 23 zeigt die Grafik, dass sowohl eine thermische Stabilität der Wärmepumpenquellen als auch eine weitgehende lokale Stromerzeugung für Wärmepumpen und e-Mobilität erreicht werden konnte. In den einstrahlungsreichen Monaten ist noch ausreichend Potential, um zusätzlich auch den Haushaltsstrom für alle Anwendungskategorien abzudecken. Der COP der Wärmepumpen liegt im Jahresschnitt bei 4,46. Eine Erhöhung der Arbeitszahlen ist primär durch Verbesserung der Quelltemperaturen und durch (weitere) Reduktion der Gebäudeversorgungstemperaturen und Laufzeitoptimierung der Wärmepumpen möglich. Langjährige Erfahrungswerte von BES von zahlreichen betrieblichen Anlagen zeigen, dass Arbeitszahlen bis über 6 durchaus realistisch sind.

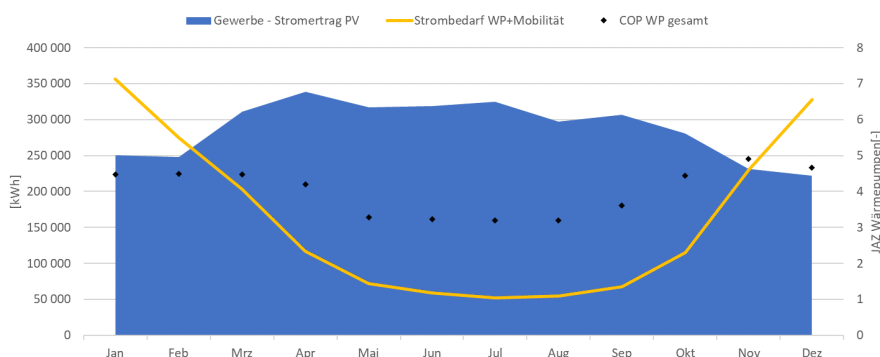


Abbildung 24: Strombedarf, lokale Stromerzeugung und COP der Wärmepumpen für Variante 2

3.4.1.1 Ergebnisse der detaillierten Anergienetz-Simulation in DYMOLA

Hot/Cold Spots

In Abbildung 25 ist der Temperaturverlauf der einzelnen Kanalsegmente des warmen Kanals im Anergienetz für die Variante Solarthermie dargestellt. Durch die kleinere thermisch aktive Kollektorfläche als in der PVT-Variante sind die Anergienetztemperaturen insgesamt niedriger. Auch hier wird Wärme in der ersten Jahreshälfte hauptsächlich aus dem Lech nachgespeist. Die Temperaturverteilung im Kanal ist geringfügig inhomogener als im Falle der PVT-Variante, was wiederum durch insgesamt kleinere Durchflüsse am Gewerbepark zu begründen ist. Auffällig ist, dass das Kanalsegment um die Wohnsiedlung Süd höhere Temperaturen als in der Variante PVT aufweist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei gleichbleibenden Kollektorflächen (in der Wohnsiedlung) die

Solarthermie einen höheren thermischen Ertrag generiert und somit nach Befüllung des Erdspeichers Überschusswärme vorhanden ist und eingespeist wird.

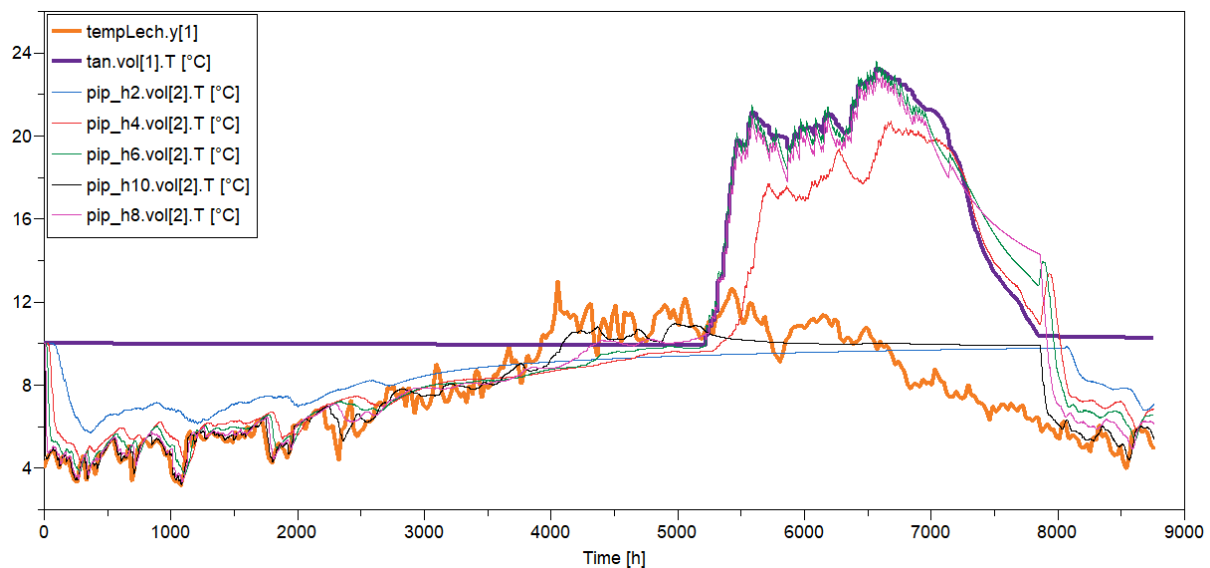


Abbildung 25: Temperaturverläufe im Quellkanal - Variante Solarthermie.

Thermische Verluste und Einträge

In Abbildung 26 sind die Wärmeverluste und -einträge jeweils des warmen und kalten Kanals auf Monatsbasis dargestellt. Durch die niedrigeren Gesamttemperaturen im Kanal ist ein deutlich kleinerer Anteil Verluste (negative Säulen) und größerer Anteil Einträge (positive Säulen) gegenüber der PVT-Variante zu verzeichnen.

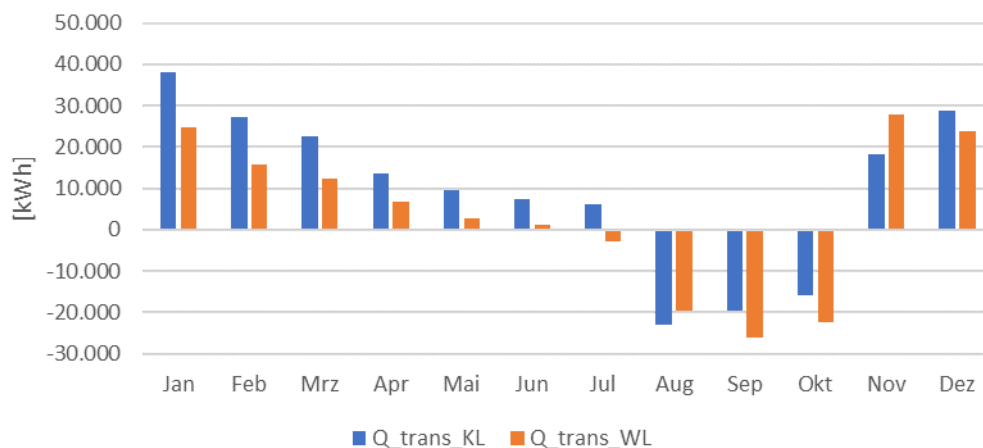


Abbildung 26: Wärmemengen durch die Kanalwand des Warm- und Kaltleiters an das Erdreich – Variante Solarthermie.

3.4.2 Ökonomische Betrachtung

Die ökonomischen Randbedingungen und das Referenzsystem entsprechen den Angaben in Kapitel 3.3.2 bei Variante 1.

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach ÖNORM M7140 sind in Abbildung 27 ohne (links) und mit (rechts) Förderung dargestellt. Über den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren würden die Kosten für Gas die Investitions- und Wartungskosten für ST-PV-Wärmepumpen-System (inkl. Anergienetz) deutlich überschreiten. Die hohen lokalen Stromerträge führen auch hier zu einer wesentlichen Reduktion der Lebenszykluskosten. Im Gegensatz zum PVT-System kommen jedoch keine negativen Lebenszykluskosten zustande.

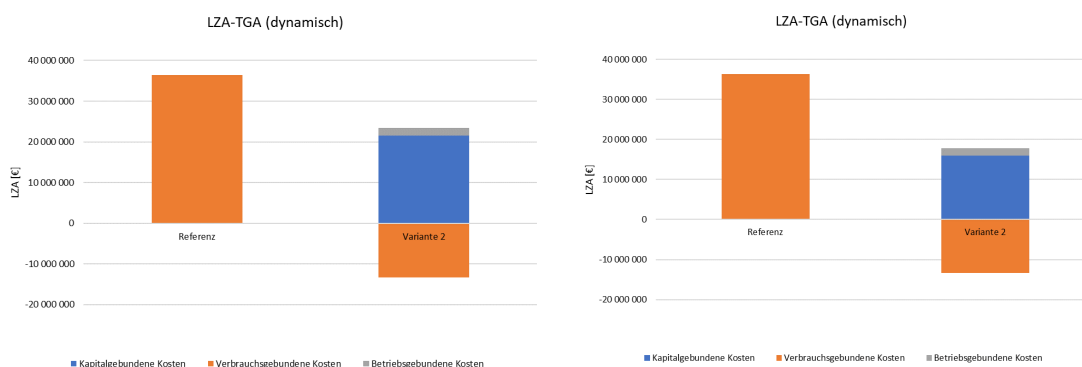


Abbildung 27: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung ohne Förderung (links) und mit Klimafonds-Förderung (rechts) für Variante 2

Für Wärmegestehungskosten (WGK) in €/kWh bzw. die dynamische Amortisationszeiten konnten folgende Werte ermittelt werden (Tabelle 6):

Tabelle 6: Wärmegestehungskosten und dynamische Amortisationszeiten für Variante 2 (bezogen auf das Gesamtsystem)

	Referenz	Variante 2	
		o. Förd.	m. Förd.
Investitionsgebundene WGK	-	0,23	0,17
Verbrauchsgebundene WGK	0,38	-0,14	-0,14
Betriebsgebundene WGK	-	0,02	0,02
Gesamt	0,38	0,11	0,05
Dyn. Amortisationszeit [a]		11,2	8,2

In Abbildung 28 sind die CO₂-Emissionen (Global Warming Potential, GWP) für Variante 2 im Vergleich zur Referenzvariante dargestellt, welche im Vergleich zu Variante 1 deutlich geringer ausfallen.

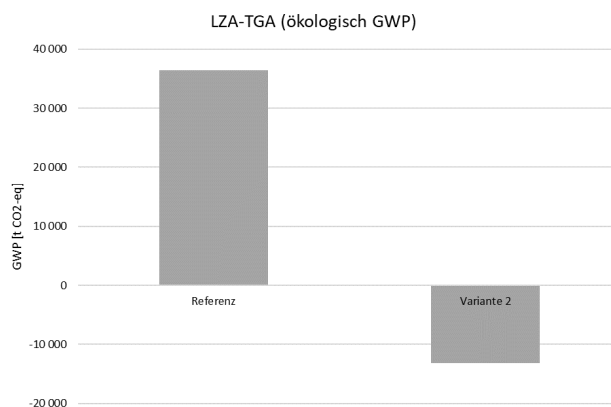


Abbildung 28: CO₂-Emissionen über den Betrachtungszeitraum von 25 Jahren für Variante

3.4.3 Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für Variante 2 decken sich mit jenen von Variante 1. Dem Projektteam sind keine Einschränkungen hinsichtlich der Nutzung von Solarthermiekollektoren am Standort bekannt.

4 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Als Ziel der Machbarkeitsstudie wurde eine Systemauslegung angestrebt, die einerseits die Quellen für die Wärmepumpen (Fundamentspeicher, Anergienetz) hinsichtlich Temperatur langfristig stabil halten kann und andererseits den Strombedarf für die Wärmepumpen und e-Mobilität am Standort weitgehend abdeckt. Es wurden zwei Ansätze mit unterschiedlichen Kollektortechnologien verglichen. Bei Variante 1 kommen ausschließlich PVT-Kollektoren zum Einsatz, bei Variante 2 wurde eine Kombination aus Solarthermie- und PV-Kollektoren gewählt.

Die Dimensionierung der beiden Varianten ist in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Dimensionierung der beiden betrachteten Systemkonzepte. Die bevorzugte Variante ist rot umrandet

	Variante 1	Variante 2
PVT-Anlage [m²]	26 893	-
Solarthermie-Anlage [m²]	-	5 500
Pufferspeicher [m³]	636	311
Fundamentspeicher [m²]	54 700	54 700
Leistung Wärmepumpen [kW]	4 840	4 840
Zentraler Tankspeicher [m³]	2 000	2 000
PV-Anlage [kWp]		2 751
PV-Anlage [m²]		21 400

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung nach M7140 sind in Abbildung 29 und die CO₂-Bilanz ist in Abbildung 30 dargestellt.

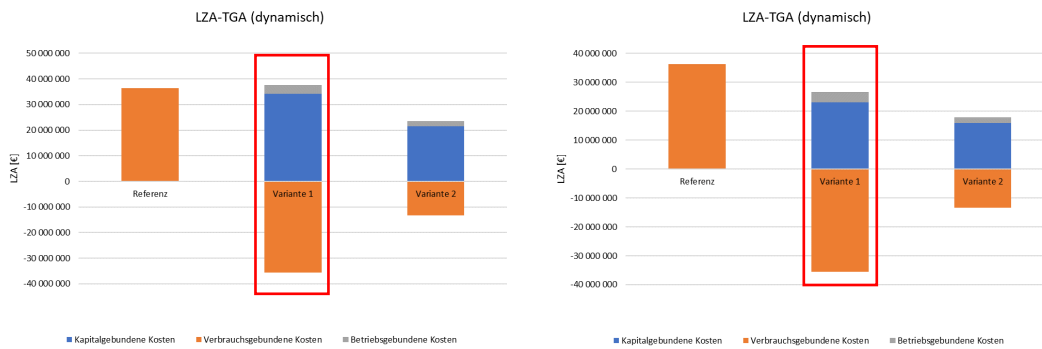


Abbildung 29: Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung (Betrachtungszeitraum: 25 Jahre) für alle Varianten; links: ohne Förderung, rechts: mit Förderung

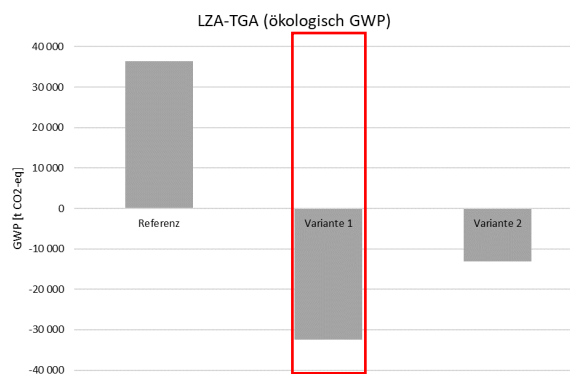


Abbildung 30: Variantenvergleich hinsichtlich der CO₂-Emissionen

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass Variante 1 die ökonomisch und ökologisch günstigere Variante darstellt und daher für die Umsetzung empfohlen wird.

Zum aktuellen Zeitpunkt sind dem Projektteam keine behördlichen Auflagen bekannt, die die Umsetzung der bevorzugten Variante erschweren oder unmöglich machen.

C) Projektdetails

5 Arbeits- und Zeitplan

Der Umsetzungsplan für die Realisierung der solaren Großanlagen sowie der Sanierung des Areals ist im Folgenden dargestellt

- Phase 1: Areal NORD und SÜD - vorbereitende Planungsmaßnahmen 2022
- Phase 2: Areal NORD ab Q4/2025 (Vorbereitende Arbeiten nach Fertigstellung des Modernisierungsprojektes am Nachbargrundstück „EWR-Lech-Wasserkraftwerk“)

Meilensteine:

- 14.09.2020 Projekt Designentwicklung „Konzept Solare Großanlagen“ mit Partner AEE INTEC
- 13.10.2020 LOI Stakeholder Gemeinde Reutte

- 15.10.2020 LOI Stakeholder Wilder Kaiser Golfhotel Errichtungsgesellschaft mbH.
- 13.10.2020 Grundstückeigentümer
- 22.10.2020 Antragstellung - solare Großanlagen Machbarkeitsstudie
- 21.12.2020 Info zu Klima und Energiefonds Förderentscheidung
- 04.10.2021 Stakeholder MOI Vertrag für die Umsetzung Anergienetz/ regenerative Energieversorgung für das gewerbliche Entwicklungsgebiet
- 08.02.2022 Entwicklungsauftrag/Leitplanung für die Anbindung an das künftige Anergienetz Hühnersteigsiedlung durch den Grundstückeigentümer
- 24.02.2022 vorbereitende technische und rechtliche Detailabstimmung/ Zeitplan/ Dienstbarkeiten (Stakeholder)
- 2023 erforderliche Planungsänderungen (Kanalplaner) für das Oberflächenwasserkanalsystem
- 2023 geplanter Baubeginn lt. EWR (E-Werk Reutte) für „Modernisierung Kraftwerk Reutte“ (2023 bis 2025). Grundstückflächenbedarf von rund 12.000 m² für die Baustelleneinrichtung auf dem Gewerbeareal NORD.
- 2025 Inbetriebnahme/Abschluss „Modernisierungsarbeiten Kraftwerk EW-Reutte“ mit Freimachung Grundstück „Baustelleneinrichtung-Gewerbeareal NORD“
- 2026 Baubeginn Areal NORD mit Inbetriebnahme Anergienetz Phase 2
- 2028 Inbetriebnahme - gesamtes Gewerbeareal - NORD und SÜD
- 31.12.2028 Prognose für Vollausbau des Gewerbeareal - NORD und SÜD

6 Publikationen und Disseminierungsaktivitäten

Art der	Titel der Veranstaltung	Vortragstitel	Teilnehmer
Webinar	Vortragsreihe von Austria Solar (30.11.2022)	Wege zur Dekarbonisierung – Lösungen für Anwendungen bis 70°C	Ca. 50
Themeneranstaltung	Solare Eigenversorgung von Gebäuden und Quartieren, Austria Solar, FH Pinkafeld (08.02.2023)	Zero Emission Building und Prozess Design in Verbindung mit PVT-Kollektoren	Ca. 100
Wiener Wirtschaftsagentur	WEBINAR Dekarbonisierung Wien	Dekarbonisierung in Wien	Ca. 80
Symposium-Themen (Poster)	33. Symposium „Solarthermie und innovative Wärmesysteme“ 9. - 11. Mai 2023, Bad Staffelstein, Deutschland	Industrielle Wärmeversorgung durch die Kombination von Solarthermie, PV/PVT und der Rotationswärmepumpe	

Diese Projektbeschreibung wurde von der Fördernehmerin/dem Fördernehmer erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte sowie die barrierefreie Gestaltung der Projektbeschreibung, übernimmt der Klima- und Energiefonds keine Haftung.

Die Fördernehmerin/der Fördernehmer erklärt mit Übermittlung der Projektbeschreibung ausdrücklich über die Rechte am bereitgestellten Bildmaterial frei zu verfügen und dem Klima- und Energiefonds das unentgeltliche, nicht exklusive, zeitlich und örtlich unbeschränkte sowie unwiderrufliche Recht einräumen zu können, das Bildmaterial auf jede bekannte und zukünftig bekanntwerdende Verwertungsart zu nutzen. Für den Fall einer Inanspruchnahme des Klima- und Energiefonds durch Dritte, die die Rechteinhaberschaft am Bildmaterial behaupten, verpflichtet sich die Fördernehmerin/der Fördernehmer den Klima- und Energiefonds vollumfänglich schad- und klaglos zu halten.